

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

*Проды XXVIII Международного молодежного научного симпозиума  
имени академика М.А. Усова,  
посвященного 125-летию со дня рождения академика  
Академии наук СССР, профессора К.М. Сатпаева  
и 130-летию со дня рождения члена-корреспондента  
Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова*

Томск 2024

УДК 504(063)

ББК 20.1л0

П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр** : труды XXVIII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 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. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2024. – 242 с.

ISBN 978-5-4387-1208-4 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-1206-0

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, геoinформационных систем в геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного и минерального сырья, нефтегазопромыслового оборудования, бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии разведки и добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, землеустройства, экономики минерального сырья и горного права. Статьи даны в авторской редакции.

УДК 504(063)

ББК 20.1л0

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

Ответственный редактор – Е.Ю. Пасечник, 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 – В.С. Рукавишников, PhD, доцент;

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

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

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

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

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

ISBN 978-5-4387-1208-4 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-1206-0

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2024

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

---

# PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

## Part II

*Proceedings of the 28th International Scientific Symposium  
of students, postgraduates and young scientists devoted to  
the 125th Anniversary of Academician K.I. Satpaev  
and 130th Anniversary of Corresponding member  
of RAN of USSR F.N. Shakhov*

Tomsk 2024

UDC 504(063)  
BBC 20.1.10  
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development** : Proceedings of the 28th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 125th Anniversary of Academician K.I. Satpaev and 130th Anniversary of Corresponding member of RAN of USSR F.N. Shakhov. Part 2 / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2024. – 242 p.

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

**UDC 504(063)**  
**BBC 20.1.10**

**Editor-in-chief – Editor-in-chief – A.S. Boev, PhD (in Chemistry)**  
**Director for Science and Academic Affairs,**  
**Executive editor – E.Y. Pasechnik, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)**

**Panels' executive editors:**

Panel 1 – 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 – V.S. Rukavishnikov, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences);  
Panel 7 – A.V. Shadrina, Professor (Engineering Sciences);  
Panel 8 – E.N. Ivashkina, Professor, Dsc (Engineering Sciences);  
Panel 9 – P.A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences);  
Panel 10 – O.V. Savinova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy);  
Technical editor – I.V. Pavlova, expert of organization department  
of School of Earth Sciences & Engineering.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) 1-5 апреля 2024 г. состоялся XXVIII 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 XXVIII 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 2024 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 – Энергообеспечение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 10 секция – Юные исследователи в Науках о Земле (доклады школьников).

Заявки для участия в симпозиуме подали 516 авторов из России, ближнего и дальнего зарубежья, 274 участника из Томска и 242 участника иногородние, все доклады были заслушаны в гибридном формате.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов: из них Томский политехнический университет - 221, Томский государственный университет - 36, Томский государственный архитектурно-строительный университет - 2, Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники - 2, Бурятский государственный университет, г. Улан-Удэ - 2, Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления, г. Улан-Удэ - 1, Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, г. Гомель, Республика Беларусь - 1, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань - 15, Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, г. Москва - 11, Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск - 7, Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан - 1, Кубанский государственный университет, г. Краснодар - 5, Молдавский государственный университет, г. Кишинев, Республика Молдова - 1, Научно-технологический университет «Сириус», г. Сочи - 1, Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород - 3, Научный парк Санкт-Петербургского государственного университета, г. Санкт-Петербург - 1, Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск - 5, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь - 4, Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой», г. Новополоцк, Республика Беларусь - 4, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г.

Москва – 4, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г. Москва – 3, Самарский государственный технический университет, г. Самара – 2, Санкт-Петербургский Горный университет – 6, Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, г. Саратов – 1, Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, г. Саяногорск – 2, Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, г. Якутск – 2, Северский технологический институт-филиал Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ» (СТИ НИЯУ МИФИ), г. Северск – 5, Сибирский государственный университет геосистем и технологий, г. Новосибирск – 2, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск – 2, Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан – 4, Тюменский государственный университет, г. Тюмень – 5, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень –1, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск – 3, Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону – 1; из средних специальных образовательных учреждений: Томский политехнический техникум – 2; из школ – 40; из НАН: Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ – 1, Геологический институт им. Н.Л. Добрецова СО РАН, г. Улан-Удэ – 2, Геологический институт РАН, г. Москва – 2, Институт биофизики, ФИЦ КНЦ СО РАН, г. Красноярск – 1, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, г. Новосибирск – 1, Институт геологии и сейсмологии, г. Кишинев, Республика Молдова – 1, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва – 3, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, г. Уфа – 5, Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск – 6, Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск – 3, Институт горного дела УРО СО РАН, г. Екатеринбург – 7, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва – 1, Институт динамики геосфер им. академика М. А. Садовского, г. Москва – 2, Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, г. Якутск – 3, Институт металлургии и материаловедения им. А. А. Байкова РАН, г. Москва – 5, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск – 5, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск – 4, ФИЦ Кольский Научный центр РАН, г. Апатиты – 8, Национальная академия наук Таджикистана, г. Душанбе – 1, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток – 2, Федеральный исследовательский центр комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаврова УрО РАН, г. Архангельск – 9, Федеральный исследовательский центр Якутский научный центр СО РАН - обособленное подразделение Института проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук, г. Якутск – 5, Институт тектоники и геофизики им. А.Ю. Косыгина, ДВО РАН, г. Хабаровск – 1, из НИИ: Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, г. Санкт-Петербург – 1, Научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности (ФБУ «НТЦ ЯРБ»), г. Москва – 9, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень –5, из предприятий: Saudi Aramco – 1, Национальный оператор по обращению с радиоактивными отходами, филиал «Северский», г. Северск – 1, ООО «Газпром инвест» филиал «Томск» – 2, ООО «Газпромнефть-Заполярье», г. Тюмень – 1, ООО "Лаборатория преобразовательной техники", г. Санкт-Петербург – 1, ООО «ПБЭ» г. Томск – 1, ООО «АЛРОСА-Спецбурение», г. Мирный – 2, Хабаровский филиал АО «Полиметалл УК», г. Хабаровск – 2.

Статус участников Симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников – 39, студентов средних специальных образовательных учреждений – 2, студентов ВУЗов – 244, молодых ученых – 224.

Дальнее зарубежье было представлено странами: Иран, Ирак, Сенегал, Китай, Йемен, Перу, Саудовская Аравия. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Казахстан, Республика Узбекистан, Республика Таджикистан, Республика Молдова, Республика Беларусь.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили 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 XXVIII 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 Херriot-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\\_merop](https://t.me/nauch_merop).

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

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

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

Тематика работ **секции 1 «Палеогеография и эволюция осадочных бассейнов»** посвящена широкому спектру вопросов в области палеонтологии, стратиграфии, региональной геологии, 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, рассенного 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. Открыл заседание секции молодой учёный Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН П.Е. Белоусов, специалист в области геологии нерудных полезных ископаемых, с докладом о новой классификации месторождений минеральных сорбентов. Также в качестве открывающих заседаний секции с расширенными докладами выступили молодые учёные Кольского научного центра РАН, Тюменского государственного университета и Томского политехнического университета, которые представили свои актуальные работы по различным фундаментальным и прикладным направлениям. Т.Л. Паниковский презентовал новые результаты о минеральных трансформациях в линтисите и кукисумите, а М.В. Слуковская посвятила аудиторию в варианты использования серпентинитовых материалов для восстановления экосистем нарушенных грунтов. А.В. Вергунов рассказал о новом проекте исследования вулканогенного вещества в угленосных толщах и М.А. Рудмин сделал пленарный доклад о результатах моделирования тонких взаимодействий на базальных плоскостях глауконита. Следует отметить, что эти научные исследования молодых учёных поддержаны грантами Российского научного фонда. В целом в работе секций актуальность докладов участников секций заключалась в решении разнородных проблем в области месторождений полезных ископаемых, геохимии и прикладной минералогии. В результате работы секции был отмечен высокий содержательный и презентационный уровень исследований молодых учёных.

Работа **секции 3 «Геофизические методы исследования природных и техногенных систем»** началась с доклада заведующего лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы ИНГГ СО РАН, кандидата геолого-минералогических наук Игоря Алексеевича Губина о сейсмогеологической характеристике нижне-среднекембрийской нефтегазовой системы Сибирской платформы.

Тематика докладов, представленных на секции, охватила широкий спектр проблем геофизики. Наиболее многочисленная часть сообщений была посвящена решениям инженерно-экологических задач геофизическими методами. Были показаны возможности методов электроразведки для поисков подземных вод в условиях Восточной Бурятии и оценки их химического загрязнения в промышленной зоне города Гомель республики Беларусь. В комплексе с термометрией рассмотрена методика выявления путей фильтрации техногенных жидких отходов через плотину мерзлого типа в республике Саха (Якутия). По снимкам с БПЛА оценивалась обвальная опасность скальных откосов вдоль Кругобайкальской железной дороги путем определения интенсивности их трещиноватости. В Томской области методом геотермии картировались зоны с аномальными геотемпературными полями для прогнозирования ресурсов термальных вод.

В проблематике месторождений углеводородов рассмотрены новые подходы к изучению свойств битумов на нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири. В докладах по тепловому полю Земли показаны связь глубинного теплового потока со структурами фундамента Западно-Сибирской плиты и методика реконструкции термической истории палеозойско-мезозойских нефтематеринских отложений юго-востока Западной Сибири. На примере Самотлорского месторождения нефти в Ханты-Мансийском автономном округе продемонстрированы результаты исследований полимодального распределения пористости в терригенных пластах и возможности их применения для оценки фациальных условий осадконакопления.

В выступлениях по сейсмологии демонстрировались результаты наблюдений геомагнитных и ионосферных эффектов, вызванных ивержением вулкана Шивелуч (2024 г.) и землетрясениями в Тихом океане у побережья Тонга (2022 г.) и в Японском море (2022 г.), а также изучения структуры Кубадринского разлома в Горном Алтае методом электротомографии в связи с палеосейсмологическими исследованиями.

В докладах по петрофизике были представлены материалы магнитостратиграфического изучения катавской свиты в Южном Урале, разработки средств регистрации сейсмоакустической эмиссии при трехосном испытании дисперсных грунтов и исследований влияния интенсивности вторичных процессов на физические свойства пород месторождений углеводородов.

По вопросам количественной интерпретации гравимагнитных аномалий было сделано одно сообщение, касающееся практического понятия бесконечности нижней кромки тел.

В рамках рудной тематики рассматривались методика электроразведочных исследований и результаты интерпретации данных на Западно-Уландрыкском участке в Республике Алтай для выделения рудных зон, а также природа магнитных аномалий на золоторудных месторождениях медно-порфирового и кварц-сульфидного типов в Сихотэ-Алине и Енисейском крае соответственно.

**Секцию 4 «Гидрогеология, инженерная геология и землеустройство»** открывала доклад д.г.-м.н., заведующего кафедрой - руководителя отделения геологии на правах кафедры Н.В. Гусевой, который был посвящен современным проблемным тематикам в области гидрогеологии, гидроэкологии, формированию водных ресурсов, инженерной геологии.

В докладах секции рассматривались актуальные вопросы и проблемы, изучаемые сегодня не только на всей территории нашей страны, но и ближнего и дальнего зарубежья: геохимия поверхностных, подземных и термальных вод, формы миграции химических, в т.ч. редкоземельных элементов и техногенные радионуклиды подземных вод, геоэкологическое состояние поверхностных и подземных водных объектов, водопритоки в подземные горные выработки, инженерно-геологические изыскания для строительства уникальных зданий и сооружений, изменчивость свойств грунтов и многие другие актуальные вопросы.

В представленных докладах по землеустройству и кадастрам отражены вопросы необходимости использования геоинформационных систем, обоснования градостроительных решений, кадастровой оценки земельных участков и объектов капитального строительства, прогнозирования и планирования урбанизированных территорий и транспортной инфраструктуры, вопросы, связанные с государственным кадастровым учетом земельных участков и зон с особыми условиями использования территорий, регистрацией прав на объекты недвижимости, точностью методов геодезической съемки и мониторинга земель, рационального и эффективного землепользования с нормативно-правовым регулированием землеустроительной и кадастровой деятельностью.

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

Тематика работ **секции 5 «Геоэкология и геохимия окружающей среды»** посвящена вопросам, затрагивающим сферы геоэкологии, экологической геохимии, 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 Архангельска (Е.Ю. Яковлев, к.г.-м.н., ФИЦ комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаврова УрО РАН, тема доклада – «Радиоактивность природной среды западного сектора Российской Арктики»), Казани (Д.М. Кузина, к.г.-м.н., Казанский (Приволжский) федеральный университет, тема доклада – «Озера – природные архивы изменений условий окружающей среды последних тысячелетий»), Тюмени (Е.А. Солдатова, к.г.-м.н., Тюменский государственный университет, тема доклада – «Стабильные изотопы углерода, азота и кислорода в геоэкологических исследованиях»). В секционных докладах, представленных бакалаврами, магистрантами, аспирантами и молодыми учеными, рассматривались существующие методики и подходы, а также новые перспективные методы оценки состояния окружающей среды и геоэкологического мониторинга, в том числе с использованием ГИС-технологий и методов ДЗЗ (дистанционного зондирования Земли). Доклады затрагивают экологические проблемы влияния и воздействия как природных, так и антропогенных факторов на состояние компонентов окружающей среды (атмосферы, гидросферы, литосферы, биосферы), способы снижения воздействия на окружающую среду от производственных циклов с использованием методов фиторемедиации, разработанных модифицированных сорбентов на основе природных и синтетических компонентов. Научные доклады имеют высокий научный уровень, характеризуются существенным личным вкладом авторов и практической применимостью. Большинство представленных работ выполнено в рамках реализации научных грантов (РНФ, РФФИ, Президента, Госзадания «Наука» и других) с использованием современного аналитического оборудования на базе ЦКП университетов и научных организаций России и других стран.

Тематика работ **секции 6 «Технологии оценки, управления и разработки месторождений нефти и газа, моделирование и цифровые технологии»**, освещают вопросы геолого-физической характеристики месторождений нефти и газа, локализацию и вовлечение в разработку остаточных запасов, современный подход и опыт разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, технологии и техники добычи нефти и газа в осложненных условиях. Представлены современные подходы к проектированию и усовершенствованию сооружений, технологических схем, к модернизации процессов добычи, сбора и подготовки нефти и газа, комплексные подходы к проведению геолого-технических мероприятий на скважинах месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, опыт применения различных методов математического моделирования при разработке инновационных решений в области нефтегазового оборудования. Были представлены рабочие концентрации полимеров, обеспечивающие эффективное вытеснение нефти агентом в пласте, и проведена оценка изменения вязкости полимерного раствора при различных температурах. Эксплуатация скважин сопряжена с такими осложняющими факторами, как солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразование. В докладах секции рассматриваются основные методы борьбы с осложнениями, приводится оценка их эффективности и направления

дальнейшей работы по поиску и внедрению эффективных технологий. Высокая обводненность добываемой продукции остается в настоящее время одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации скважин, в статьях рассмотрены особенности проблем избыточных водопритоков, базовые проблемы, приводящие к преждевременному обводнению, способы их определения и методы решения, а также современные методы и технологии регулирования процесса разработки и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения. В результате исследований выявлен положительный эффект рассматриваемых технологий и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта. Отдельную проблему представляет эксплуатация 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 сжигания 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 плотноспеченной аноритовой 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 посвящена широкому спектру вопросов обеспечения эффективного и надежного эффективного и надежного энергоснабжения объектов нефтегазовой промышленности, анализу применения объектов генерации на базе возобновляемых источников и систем накопления энергии, работающих в сетевом или в автономном режиме, вопросам повышения устойчивости функционирования таких энергосистем, энергоэффективного режима работы оборудования, вопросам уменьшения углеродного следа, анализу возможности применения новых устройств и технологий.

Рассмотрены и обсуждены аспекты физико-химических основ и моделирования технологических процессов переработки нефтяного газа, зажигания и горения топлива, снижения вредных выбросов и утилизации накопленных отходов, влияния объектов на базе возобновляемых источников энергии на статическую и динамическую устойчивость, применения программных и программно-аппаратных средств моделирования для анализа и расчета генерируемой электрической энергии объектами генерации, устройств релейной защиты и автоматики.

Отдельное внимание уделено задачам моделирования процессов в области энергоснабжения и автоматизации, в том числе для определения оптимальных настроек систем автоматического регулирования генерирующих установок, устройств регулирования частоты и напряжения в сети, система автоматического управления силовым преобразователем на основе свободно конфигурируемой структуры виртуального синхронного генератора.

**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

## С Е К Ц И Я 6

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

#### A ROBUST HYBRID REAL-TIME MODEL FOR HOLE CLEANING CONDITIONS BASED ON CONCENTRATION OF CUTTINGS IN THE ANNULUS

Mohammed Al-Shargabi<sup>1</sup>, Shadfar Davoodi<sup>1</sup>, Mohammed Al-Rubaii<sup>2</sup>, V.S Rukavishnikov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Saudi Aramco, Saudi Arabia

The main problem with hole cleaning is ineffective removal of cuttings from the wellbore. This can lead to accumulation of cuttings in the wellbore which causes problems like stuck pipe, increased drag and torque, loss of drilling fluid etc. Cleaning is more challenging in deviated and horizontal wells where cuttings can settle out on low side of the wellbore. Therefore, it is important to develop a robust hybrid real-time model based on concentration of cuttings in annulus ( $CCA_{RM}$ ) and apply the artificial intelligence (AI) as it allows continuous monitoring and evaluation of hole cleaning conditions during active drilling operations. The model incorporates main drilling parameters like rate of penetration (ROP), flow rate, density etc as input to calculate CCA and help identify any issues with hole cleaning in real-time. This enables timely corrective actions to be taken to prevent problems and improve drilling performance. This helps identify issues promptly and take corrective actions to avoid problems like stuck pipe. It also helps optimize drilling parameters for better performance. The novel robust hybrid real-time model ( $CCA_{RM}$ ) is delineated by the subsequent Equation 1 [1,2]:

$$CCA_{API} = \frac{ROP \cdot OH^2}{1471 \cdot GPM \cdot TR} \quad (1)$$

where ROP is the rate of penetration (ft/h), OH is the diameter of the hole size (inch), GPM is the mud pump's flow rate (gal/min). Moreover, New it suggested an improved CCA model for the vertical conveyance of materials in a stable condition inside a tube (see Equation 2). In addition, Mitchell provided empirical data that supports the development of a concentric concentration model. This model includes the pre-connection circulation that happens when drilling stops and the post-connection circulation that happens before drilling resumes. The temporal phase, known as the connection circulation period, is often acknowledged as the following one. The annulus represents the specific area defined by the given equation, enabling us to compute the average cutting volume percentage as determined by Equation 3 [2, 3].

$$CCA_1 = -\frac{1}{2} \left( \frac{V_{ann_m}}{V_{sa}} - 1 \right) + \left( \frac{1}{4} \left( \frac{V_{ann_m}}{V_{sa}} - 1 \right)^2 + \frac{V_{ann_m}}{V_{sa}} \frac{V_c}{\frac{GPM}{7.48}} \right)^{0.5} \quad (2)$$

$$CCA_2 = \frac{1}{1 + \left( 1 - \frac{OD}{OH} \right) \left( \frac{V_{ann_m} - V_{sa}}{30} \right) \left( \frac{1800}{1 + ROP} + \frac{V_{sa}}{V_{ann.dc} - V_{sa}} \cdot T_{PC} \right)} \quad (3)$$

where  $V_{ann_m}$  denotes the altered velocity of the drilling fluid within the annular space (ft/min) in according with [4],  $V_{ann.dc}$  denotes the annular velocity across the drill collar (ft/min),  $T_{PC}$  denotes the preconnection circulation time refers to the duration necessary for the cuttings to circulate to a sufficient height, thereby preventing their settlement at the bottom of the borehole while establishing the connection (min),  $V_{sa}$  is the average velocity of cutting slip (ft/min), and  $V_c$  is the volumetric rate of cuttings entering the annulus (ft/min). Moreover, an automated developed model was developed based on GPM and ROP (Equation 4) [5].

$$CCA_{at} = \frac{1 - \frac{(GPM - ROP)}{(GPM + ROP)}}{10} \quad (4)$$

Accordingly, utilizing Equations 1–4, the robust hybrid real-time model can be obtained from Equation 5.

$$CCA_{RM} = \frac{CCA_{API} + CCA_1 + CCA_2 + CCA_{at}}{4} \quad (5)$$

Based on the calculated results of the developed model, the modified  $CCA_{RM}$  is considered to have a high degree of cuttings accumulations when  $CCA_{RM}$  value is more than 0.05.  $CCA_{RM}$  values ranging from 0 to 0.03 are considered acceptable and fall within the required range as no accumulations of cuttings.  $CCA_{RM}$  values between 0.03 and 0.05 signify an appropriate and optimised condition.

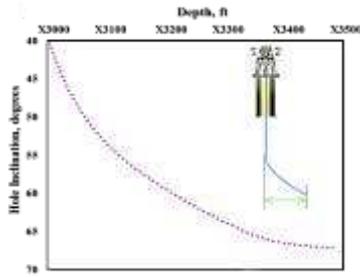


Fig. 1. A schematic well configuration used in the study

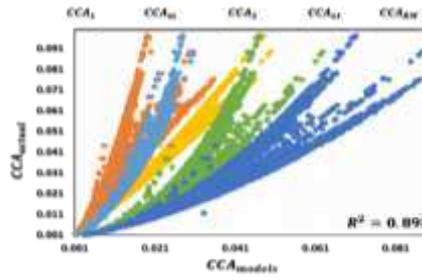


Fig. 2. The novel  $CCA_{RM}$  vs  $CCA1$ ,  $CCA2$ ,  $CCAat$ , and  $CCAm$

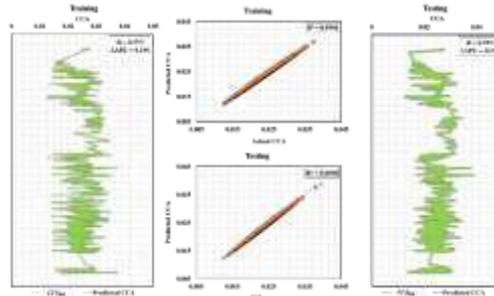


Fig. 3. Comparison of field applications with AI applications using the novel model CCA: Training and Testing prediction with coefficient of determination ( $R^2$ )

#### Methodology and methods

The new  $CCA_{RM}$  model was successfully demonstrated during directional drilling operations of the offshore 12<sup>1/2</sup> well, Well-A in case of stuck pipe (Fig. 1). The well showed significant deviations and was used to evaluate hole cleaning conditions in the intermediate section, specifically at depths ranging from X3000 to X3500 ft. The drilling encountered sandstone, limestone, and shale formations, with temperatures ranging from 140 to 155 °F, porosity varying between 0.15 and 0.25, and washout phenomenon ranging from 10 % to 30 %.

#### Applications in the Field Utilizing the Novel Models

The novel  $CCA_{RM}$  model was successfully applied in real-time as an indicator for cuttings accumulations during drilling operations, as demonstrated by its high accuracy and strong correlation with the actual CCA values ( $R^2$  value of 0.895). This indicates that the model can effectively predict cuttings accumulations and provide early warnings of potential stuck pipe situations, allowing for prompt interventions and mitigation strategies to be implemented [3–6]. The  $CCA_{RM}$  model's accuracy and reliability make it a valuable tool for drilling operators, as it can help to improve drilling efficiency, reduce costs, and enhance safety by minimizing the risk of stuck pipe occurrences. Additionally, the model's ability to provide real-time data analysis and visualization enables operators to make informed decisions quickly and effectively, allowing for more efficient drilling operations. More importantly, the application of artificial neural network (ANN) to the  $CCA_{RM}$  model was important because it allowed for the development of a highly accurate and flexible model that can predict hole cleaning performance with a high degree of accuracy. The graphical representation of the data provided by the ANN also helped to provide insights into the underlying mechanisms that affect hole cleaning performance. Figure 3 showcases the ANN application of the novel model  $CCA_{RM}$ , which boasts a high accuracy of prediction with an  $R^2$  value of 0.9996. This is evident in the graphical representation, where the novel model for  $CCA_{RM}$  produces similar results.

#### Conclusions

In conclusion, the modified  $CCARM$  model is a reliable and accurate tool for predicting cuttings accumulations during drilling operations. The model's high accuracy and strong correlation with actual CCA values demonstrate its effectiveness in providing early warnings of potential stuck pipe situations. The  $CCARM$  model's ability to provide real-time data analysis and visualization enables operators to make informed decisions quickly and effectively, allowing for more efficient drilling operations. The application of ANN to the  $CCARM$  model was important because it allowed for the development of a highly accurate and flexible model that can predict hole cleaning performance with a high degree of accuracy. The graphical representation of the data provided by the ANN also helped to provide insights into the underlying mechanisms that affect hole cleaning performance. Overall, the novel  $CCARM$  model is a valuable tool for drilling operators, as it can help to improve drilling efficiency, reduce costs, and enhance safety by minimizing the risk of stuck pipe occurrences.

#### References

1. Al-Shargabi M. et al. Hole-cleaning performance in non-vertical wellbores: A review of influences, models, drilling fluid types, and real-time applications // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – C. 212551.
2. Al-Rubaii M. et al. A novel efficient borehole cleaning model for optimizing drilling performance in real time // *Applied Sciences*. – 2023. – T. 13. – № 13. – C. 7751.
3. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. A novel automated model for evaluation of the efficiency of hole cleaning conditions during drilling operations // *Applied Sciences*. – 2023. – T. 13. – № 11. – C. 6464.

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

4. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. A novel model for the real-time evaluation of hole-cleaning conditions with case studies // *Energies*. – 2023. – Т. 16. – № 13. – С. 4934.
5. Al-Rubaii M. M. et al. A new automated cutting volumes model enhances drilling efficiency // *Offshore Technology Conference*. – OTC, 2020. – С. D011S013R005.
6. Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Альмусаи А. Х., Вазеа А. А. Ш. А. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин // *Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки*. – 2018. – С. 47-52.

**HORIZONTAL WELL PRESSURE PREDICTION APPLYING MACHINE-LEARNING MODEL**

**Piskunov S., Davoodi S.**

Scientific advisor professor L.M. Bolsunovskaya

**National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia**

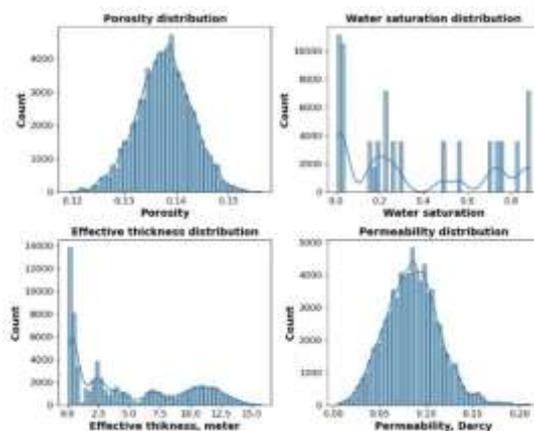
Predicting pressure parameters is an important prerequisite for successful field development. Accurate prediction of pressure behavior is essential for drilling plans, enhanced oil and gas recovery programmes and reservoir development strategies. Knowledge of these parameters greatly increases the chances of successful and efficient production. It also helps to make the economic model more accurate and predictable [1].

The most common approach to determining well pressure worldwide is the diffusivity equation [2]. The diffusivity equation relates the pressure and time, radius. This equation is based on material balance and Darcy's law [5]. According to this equation, the main factors affecting the fluid pressure are viscosity of liquid, permeability, porosity, total compressibility, wellbore radius, radial distance from well, time [6]. It is considered to use time and radius in a dimensionless form. The well design must also be taken into account [1]. It becomes a difficult task to evaluate all the above factors in the process of field development, as there is a constant change in formation energy (pressure, aquifer), deterioration of bottomhole zone (skin factor), decrease in phase permeability due to flooding of the near-wellbore zone, the influence of relative phase permeability (RPP), formation fluid properties (PVT), and reservoir heterogeneity in general.

Nowadays, there are various methods of well pressure prediction. Nevertheless, they have different accuracy and take different amounts of time. The mathematical approach is the fastest, but on the other hand, it has the lowest level of accuracy and a number of assumptions. At the same time, the method of using simulators is more accurate than the mathematical method, but it requires large time expenditures. In order to determine the well pressure a large amount of information about the field is needed, which introduces its uncertainty in the final prediction. The essence of the method lies in the use of software packages that allow, using the law diffusivity equation and geological information, to iteratively calculate well pressure. This approach allows to replace complex analytical formulas with numerical calculations: the solution based on simplification (approximation) by simpler expressions [1]. Simulators are the most accurate possible way to predict well pressure, which helps to estimate the production profile. They allow evaluating the uncertainty and risks of further development. However, at the same time, it requires many calculations and a large amount of time to create these profiles. To ensure the accuracy of the simulator and the speed of mathematical calculations, it is proposed to use machine learning. This approach will identify the patterns and analytical formulae embedded in the simulator, which will allow further use of this model for rapid production and risk assessment in general [1].

In recent years, attempts have been made to apply machine learning and AI in oil and gas area. For example, in drilling [9], geophysics [8], reservoir engineering [7]. This method is not only easy to implement, but also can capture the complex relationship between input and output datasets. This approach is based more on data analysis, interaction and correlation of system parameters rather than physical processes.

The main purpose of this paper is the development of a machine-learning model to quantify well pressure based on geological properties at different time steps. The object of the research is stock of horizontal wells in a gas condensate field in Western Siberia.



**Fig. 1. Distribution of geological properties**

At first, 300 iterations of hydrodynamic modeling in the simulator were carried out. An initial data set with the following parameters was collected: time step, porosity, permeability, initial water saturation, reservoir thickness,

bottomhole pressure at the wellbore area. In addition, a distribution was obtained for the geological data in order to assess the nature of the density distribution of the input parameters (see Fig. 1). The correlation evaluation between the independent and dependent variables considered was analyzed. This research of correlation coefficients shows that all attributes correlate with wellbore zone pressure for a horizontal well. It was decided not to exclude features as this information allows the model to train better and produce a more accurate result. Exploratory Data Analysis (EDA) helps to save time and improve quality of future machine learning (ML) model. In the data there were not NaN (Not available) values and zero values

Secondly, machine-learning models, gradient boosting (GB), was developed to predict the well pressure. By situating geology in the input data, will make this model more versatile, physics based. The one must take into consideration the time step, which will make it possible to make a forecast not only of the starting rate of flow rate, but also to estimate its further change. Halving Search (Halving Search) with cross-validation was used to find the optimal hyperparameters. A portion of the data is used for model development (training sample) and the remaining data is used as a check on the predictive ability of the model (validation sample). The best algorithm was selected by comparing the behavior on the test and training data. Gradient boosting is a highly efficient and widely used machine-learning algorithm [3]. GB consists of using the combination of basic algorithms (usually simplified) into a single system. It is trained sequentially (which is different from runaway techniques). Each new iteration attempts to compute the variance of an already trained model on the training sample. By creating such an ensemble of models, it is possible to obtain minimum variance in the output. In general, different algorithms can be used as a base algorithm. As a rule, gradient boosting performs well when working with decision trees [4]. The function for optimizing gradient boosting can look like in following expression:

$$L(t) = \sum_{i=1}^n l(y_i, \hat{y}(x_i)^{t-1} + f_t(x_i) + \Omega(f_t))$$

where  $L(t)$  – optimization function,  $l(g(t))$  – loss function,  $y_i, \hat{y}(x_i)^{t-1}$  – the value of the i-th element of the training sample and the sum of the values of the first t basis functions respectively (in our case trees),  $x_i$  – set of features of the i-th element of the training sample,  $f_t$  – the function we want to train (in our case, a tree) at step t,  $f_t(x_i)$  – value of the model at the i-th element of the training sample,  $\Omega(f_t)$  – regularization function (does not allow the model to be overfitted).

Finally, we got best set of hyperparameters by Half Search CV is to enumerate combinations of hyperparameters (pre-defined set). The essence of the method is to reduce the initial sample to the n-th number of elements (n is set by the user) and further evaluation of combinations of hyperparameters of this sample. After that, the sample is increased by k times, and the number of hyperparameter combinations is reduced by k times (candidates with the worst error rate are removed). This is how a half grid search is performed. As a result, one best candidate remains, and it will be the best set of hyperparameters for a given machine-learning model. This approach saves time, with little loss in accuracy. The best hyperparameters are following: learning\_rate = 0.1, n\_estimators = 3000, max\_depth = 10.

A cross plot of the well pressure predicted by the simulator and the machine-learning model and the error values are shown in Fig. 2. This figure shows the performance of the model on both the training sample and the test sample.

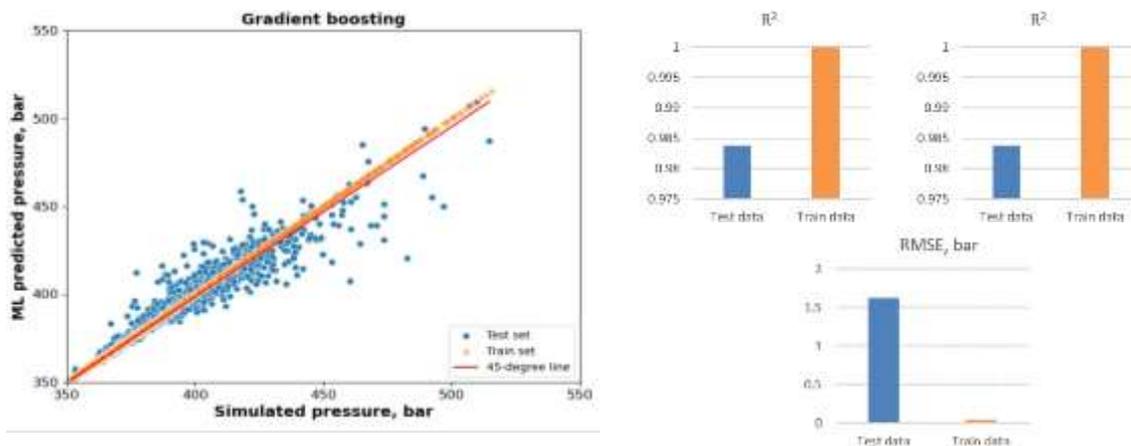


Fig. 2. Comparison of prediction results achieved by GB model developed

As a conclusion, in this study, the well pressure was predicted by applying gradient boosting ML models. The model requires geological parameters (porosity, permeability, effective thickness, saturation). 300 iterations of hydrodynamic calculations were performed to create an initial data set for further model development and validation. The best result was the gradient boosting model with following error values: RMSE = 1,61 bar, R<sup>2</sup> = 0,984 %, MAPE = 0,1 %.

#### References

1. Ahmed T. Reservoir engineering handbook. – Gulf professional publishing, 2018.
2. Fanchi J. Integrated reservoir asset management: principles and best practices. – Gulf Professional Publishing, 2010.
3. Friedman J. H. Greedy function approximation: a gradient boosting machine // Annals of statistics. – 2001. – C. 1189-1232.
4. Gopal M. Applied machine learning. – McGraw-Hill Education, 2019.
5. Ritzi Jr R. W., Bobeck P. Comprehensive principles of quantitative hydrogeology established by Darcy (1856) and Dupuit (1857) // Water resources research. – 2008. – T. 44. – № 10.

6. Tracy G. W. Simplified form of the material balance equation // Transactions of the AIME. – 1955. – Т. 204. – № 01. – С. 243-246.
7. Wang H., Chen S. Insights into the Application of Machine Learning in Reservoir Engineering: Current Developments and Future Trends // Energies. – 2023. – Т. 16. – № 3. – С. 1392.
8. Zamanzadeh Talkhouncheh M. et al. A new approach to mechanical brittleness index modeling based on conventional well logs using hybrid algorithms // Earth Science Informatics. – 2023. – Т. 16. – № 4. – С. 3387-3416.
9. Zhong R., Salehi C., Johnson Jr R. Machine learning for drilling applications: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2022. – Т. 108. – С. 104807.

### **EFFECT OF WELL DESIGN AND GEOLOGICAL FEATURES ON «FISHBONE» WELL PERFORMANCE (FIELD X CASE STUDY)**

**Polianskii V.A.**

Scientific advisor professor O.S. Chernova

**National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia**

Fields with low porosity and permeability values, complex geological structure and high degree of uncertainty are the main share of all discovered reserves. Such field could be successfully developed only with implementation of modern techniques and non-standard methods.

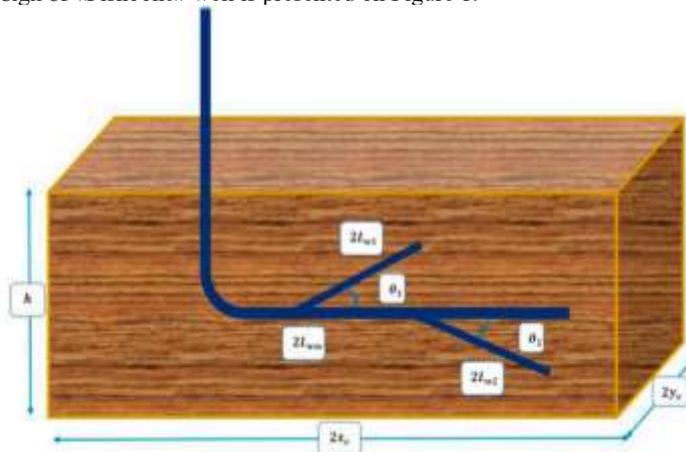
These methods include the use of multilateral wells with long horizontal sections. They allow to increase the oil saturated area which is involved into development process. One of such design which consists of main horizontal wellbore and a few sidetracks is called «Fishbone» wells. Such constructions are used in situations when long horizontal sections with following multistage hydraulic fracturing are not applicable (risks of water coning or breakthrough of gas). There are lot of design factors which controls «Fishbone» well performance – length of horizontal section and sidetracks, angle between them, spacing between sidetracks.

The other significant role in field development planning geological features and sedimentary environment play. The value of average Net-to-Gross ratio (NTG), type of sand bodies, their scale, space distribution and connectivity have to be taken into account before production starts.

In the frames of this work performance of «Fishbone» well for different designs will be assessed in the reservoir with high degree of heterogeneity (with using synthetical model of a Field X). Effectivity of «Fishbone» construction will be compared with multilateral assemblies and base horizontal wells. Impact of each design features and reservoir characteristics will be evaluated and some recommendations about «Fishbone» design applicability could be formulated.

«Fishbone» well consists of one main wellbore and a few sidetracks. Such design requires less volume of drilling operations in comparison with drilling separate horizontal wells, allow to increase conformance of oil saturated rocks. According to reviewed resources, growth of drilling cost in value by 130 percent gives extra production up to 200–300 % [3].

The common design of «Fishbone» well is presented on Figure 1.



**Fig. 1. «Fishbone» well [1]**

Such configuration allows to achieve the following goals and tasks:

- Decrease drilling. It happens due to lower time required for tripping and drilling operations.
- Provide a way to involve isolated and unprofitable reservoir bodies into production.
- Produce oil from parts of reservoir with low poroperm properties and high degree of compartmentalization.
- Same production level can be achieved at lower drawdown due to higher Productivity Index (avoid/decrease possibility of development troubles such as water coning).

Distribution of sand bodies plays a crucial impact on each well design performance.

Reservoir conductivity describes connection of sand bodies with each other and with production/injection wells. If high connectivity is achieved with lower NTG value (plot of Connectivity as a function of NTG) – bigger part of reserves is involved in water flooding and development process, more reservoir bodies are connected and can transmit fluid (Fig. 2).

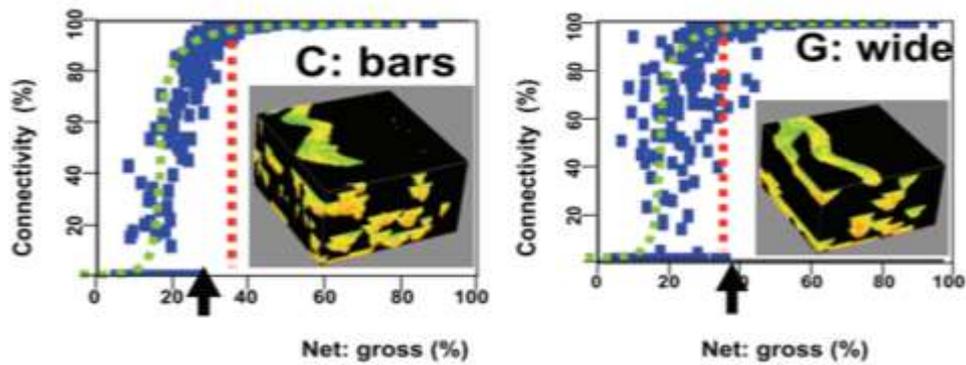


Fig. 2. Results of 1000 simulation NTG distribution in dependence on shape of sand bodies (bars–left, wide channels–right) [2]

Well design also influences a connectivity characteristic. It can be said, that «Fishbone» wells involve a certain area into development, they have higher possibility of drilling through sand bodies in comparison with simple horizontal well. In the frames of the study two types of bodies will be used for stochastic modeling–channels and bars.

After modeling process, following results were obtained.

1. Impact of main hole direction (azimuth) and sandbody type. Fishbone well is much more effective than horizontal well if it is drilled perpendicularly to direction of sand bodies elongation (more sand lenses are connected to well, some sidetracks are fully drilled through an isolate bodies). If «Fishbone» wells is drilled along bodies, it also has higher production, but less than in previous case.
2. Impact of lateral length / sidetracks number.

According to the reviewed studies it can be said that longer laterals obviously allow to achieve higher production. Consequently, in order to estimate optimal design, it was decided to evaluate «Fishbone» and its alternative case – multilateral wells according its total drilling length  $L_{footage\ total}$ :

$$L_{footage\ total} = L_{MW} + N * L_{ST} \quad (1)$$

where  $L_{MW}$  – length of main wellbore horizontal section, m;  $L_{ST}$  – length of sidetrack, m; N – number of sidetracks.

The most optimum design of multilateral well from the side of total drilled footage length (the highest production per meter of well) under uncertainty is «Fishbone» well with bigger number of shorter sidetracks. Production from many short sidetracks is higher than from a few long branches. It can be explained by more uniform reservoir penetration around main wellbore (more sand lens are drilled through and involved in production).

1. Impact of sidetrack angle.

The more angle, the higher square of reservoir is involved in production. The magnitude of angle is limited by available technology of drilling. According to the reviewed literature articles it can be said that angle varies from 10 to 45 degree. Consequently, that values were used in simulation (Table).

Table

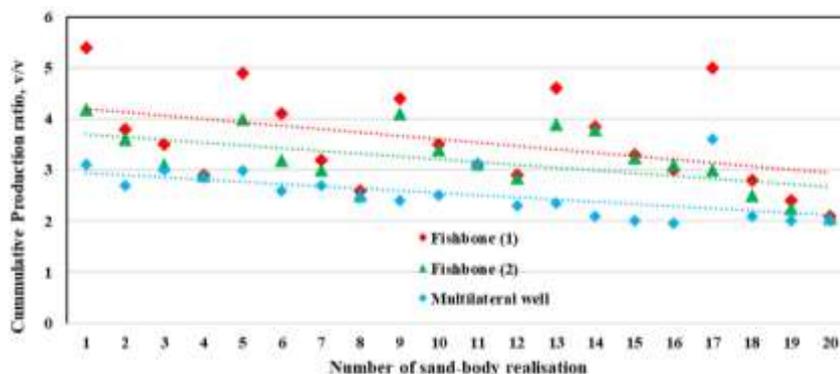
Well performance data with different angle between main wellbore and sidetracks

Main wellbore and sidetrack angle	Starting liquid flow rate, $stm^3/d$
Base (horizontal)	67.7
10	82.3
15	103.5
20	118.8
25	128.8
30	157.9
35	166.7
40	167.5
45	165.4

The optimum angle between main wellbore and sidetrack from the drill safety and production gain aspects is 20–30°.

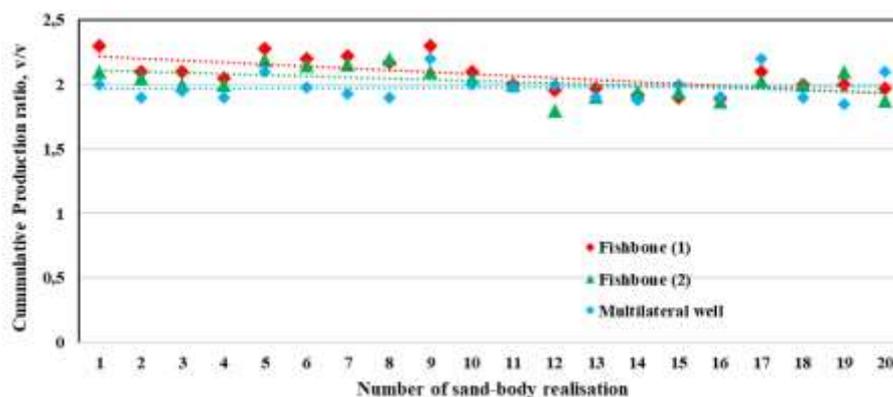
2. Impact of geological parameters (NTG/Sandbody type)

«Fishbone» wells are more effective if NTG is low (20–40 %) (Fig. 3).



**Fig. 3. Magnitude of cumulative oil production multiplication factor (in comparison with horizontal base case).  
Average NTG – 30 %**

If NTG is in range from 60 to 70 – it still produces more than base horizontal case, but due to higher sand bodies connectivity value multilateral well could be more effective due to equal/higher production and simpler drilling process (fewer tripping operations). Sand bodies with great sizes (more than 600 m major and 6 m minor) is more effective to develop with multilateral well (Fig. 4).



**Fig. 4. Magnitude of cumulative oil production multiplication factor (in comparison with horizontal base case).  
Average NTG – 70 %**

This work could be a start for the unified approach of well optimization model. Using laws and common factors, determined in the frames of this study, algorithm will analyze geological information (type of reservoir bodies, their ranges, thickness and orientation) and give the most optimal production well stock (horizontal, multilateral and «Fishbone» wells of particular design) for achieving higher NPV and recovery. This algorithm can also be presented by some Artificial Intelligence or machine learning model.

Also, one of possible direction of this study development is to use geomechanical model for calculation of maximum length of horizontal section and sidetracks in the frame of optimization process.

#### References

1. Al-Rbeawi S., Artun, E. Fishbone type horizontal wellbore completion: A study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. – Vol. 176. – P. 172-202.
2. Larue, D. K., Friedmann, F. The controversy concerning stratigraphic architecture of channelized reservoirs and recovery by waterflooding // Petroleum Geoscience. 2005. – Vol. 11. – № 2. – P. 131.
3. Parvizi, H. et al. Evaluation of heterogeneity impact on hydraulic fracturing performance // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. – Vol. 154. – P. 344-353.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ НА ПАРАМЕТРЫ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ВБЛИЗИ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОЛОСТИ

Азаров А.В.<sup>1</sup>, Сердюк И.М.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель А.В. Патутин

<sup>1</sup>Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одной из эффективных технологий, которая применяется при добыче полезных ископаемых. С её помощью решаются такие задачи как интенсификация газа и нефти, разупрочнение горных пород, измерение напряжённого состояния среды и т.д. При выполнении ГРП в шахтных условиях создаваемые трещины могут распространяться рядом с горными выработками. Поэтому возникает задача исследования закономерностей развития трещин гидроразрыва вблизи полостей.

Частично этот вопрос исследовался в [1], где было показано, что траектория развития разрыва сильно зависит от напряжённого состояния среды и её параметров, расстояния между полем включением и начальной трещиной. Известно, что на траектории трещин сильное влияние оказывает вязкость рабочей жидкости. В работах [2, 3] показано, что при увеличении вязкости жидкости повышается давление инициации и распространения трещины, снижается её извилистость, наблюдается более медленная переориентация траектории в направлении перпендикулярном минимальному сжатию. Настоящая работа направлена на исследование влияния вязкости жидкости разрыва на параметры ГРП при его распространении вблизи полостей.

**Математическое моделирование.** В первой части работы проводились численные эксперименты. Моделирование распространения ГРП проводилось на основе метода расширенных конечных элементов, который подробно описан в [1]. В серии экспериментов использовались следующие параметры: модуль упругости 3,0 ГПа; коэффициент Пуассона – 0,3; критическая энергия разрушения – 120 Н/м; критическое напряжение на разрыв – 1 МПа. Иницирующая трещина находилась на расстоянии  $d$  от стенки выработки радиусом  $R$ .

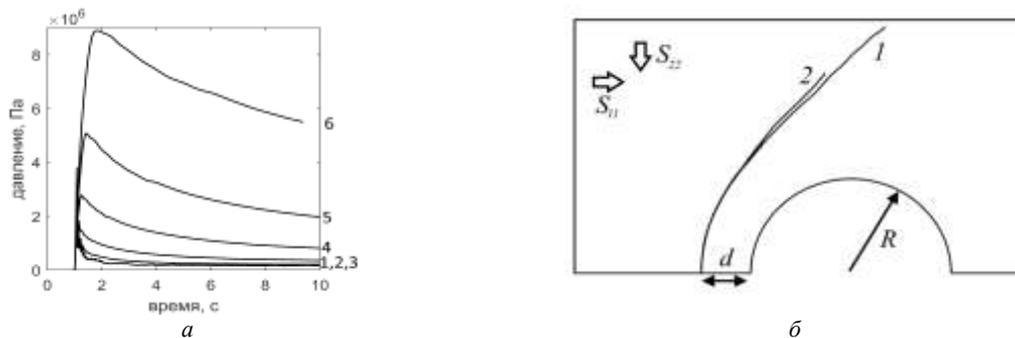


Рис. 1. Графики давления на устье трещины при  $d = R/2$  в ненагруженной среде с различными вязкостями рабочей жидкости: 1 –  $1e-3$  Па\*с; 2 –  $1e-1$  Па\*с; 3 –  $1$  Па\*с; 4 –  $1e+1$  Па\*с; 5 –  $1e+2$  Па\*с; 6 –  $1e+3$  Па\*с (а) и траектории трещин при равномерном сжатии среды 1 МПа при вязкости: 1 –  $1e-3$  Па\*с; 2 –  $1$  Па\*с (б)

На рисунке 1а изображены кривые давления жидкости разрыва с различной вязкостью на устье трещины в зависимости от времени закачки. На рисунке 1б показаны траектории трещин, полученных для двумерной модели при равномерном сжатии среды в 1 МПа и различной вязкости рабочей жидкости. В данном случае изображена только симметричная половина модели. Расстояние между начальной трещиной и полостью составляло половину её радиуса. Несмотря на то, что в двумерной модели повышение вязкости, приводит к повышению давлению разрыва, сами траектории трещин отличаются незначительно.

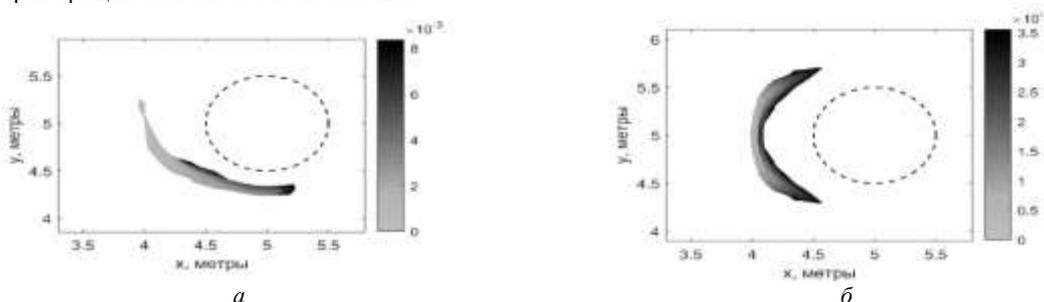


Рис. 2. Проекция трехмерной трещины на плоскость XY при различной вязкости жидкости: а)  $1e-3$  Па\*с; б)  $1$  Па\*с

Далее использовалась более сложная трехмерная модель [1]. Полость имела форму цилиндра, а напряженное состояние среды было неравномерным: горизонтальные напряжения  $S_{11}$  и  $S_{22}$  равнялись 3 МПа, а вертикальное 1,5 МПа. На рисунке 2а, б приведены проекции трехмерных трещин при вязкости жидкости  $1e-3$  и  $1$  Па\*с. Как видно, при высокой вязкости разрыв не переориентировался в направлении перпендикулярном минимальному напряжению, как это произошло при низкой. Помимо этого, во втором случае произошло сильное искривление трещины вокруг

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

полости. Повышение вязкости также приводило к повышению давления разрыва; каких-либо особенностей в поведении кривых по сравнению с двумерным случаем не наблюдалось.

**Физическое моделирование.** Лабораторные исследования процесса гидроразрыва выполняли в двух искусственных кубических блоках с цилиндрической полостью по центру и длиной ребра 420 мм, изготовленных из пескобетона марки М300. Перед заливкой смеси в специальную форму устанавливали фторопластовый цилиндр диаметром 75 мм, разрезанный поперек на две равные части. В цилиндр под углом 90 градусов друг относительно друга закреплялись четыре медные трубки Г-образной формы для моделирования пластовых скважин, пробуренных из горной выработки (рис. 3). На каждой из трубок на максимальном удалении от цилиндра было выполнено по 4 отверстия, через которые в модель закачивалась рабочая жидкость. Для выполнения экспериментов использовалась установка независимого трехосного нагружения [4].

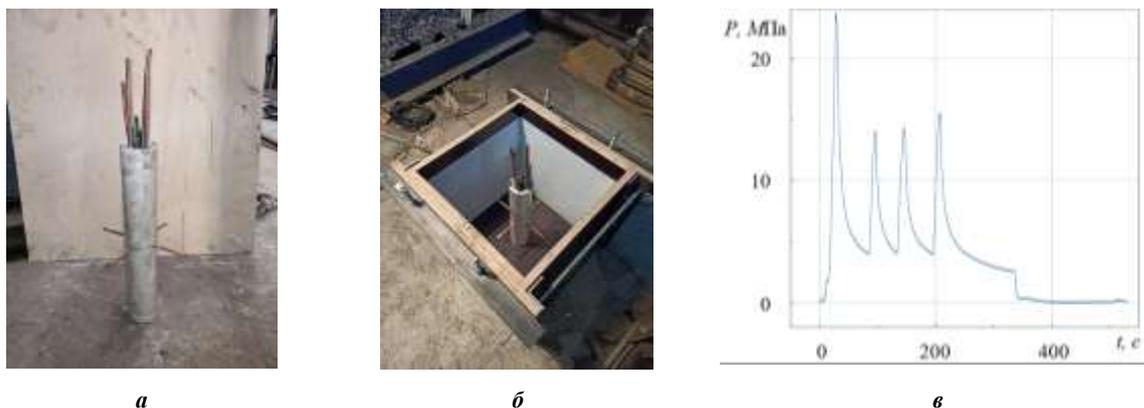


Рис. 3. Фотографии цилиндра с трубками (а) и подготовленной для заливки формы (б); график изменения давления рабочей жидкости при закачке в первый блок (в)

В качестве рабочей жидкости использовали двухкомпонентную смолу UZIN KR516 со временем полимеризации около 10 минут. Компоненты смолы смешивали непосредственно перед экспериментом, затем продавливали получившийся состав в медную трубку до её полного наполнения. После этого к трубке подключали шланг с гидравлическим маслом и продолжали закачку с помощью механического пресс-расходомера с расходом около 60 мл/мин. После резкого падения давления в системе и образования трещины закачку временно прекращали, а затем вновь подавали давление. Всего выполняли по 4 разрыва в каждом блоке с несколькими циклами подачи давления. В экспериментах на первом блоке создавали однородное поле напряжений, сжимающая нагрузка по трем осям составляла 3 МПа, на втором – одно из горизонтальных напряжений было равным нулю.

Пример регистрируемых графиков давления рабочей жидкости  $P$  от времени закачки  $t$  в первом блоке приведен на рисунке 3в. Заметно постепенное повышение пиков давления при повторной закачке, что связано с продолжающейся в блоке реакцией полимеризации состава. Получено, что остаточное давление в блоке составило примерно 4.5 МПа, трещина не вышла в борт блока или на стенки модельной выработки. Наблюдаемые давления разрывов (блок 1 – от 15,3 до 23,6 МПа, блок 2 – от 18,3 до 29,4 МПа) оказались заметно выше, чем при использовании в качестве рабочей жидкости гидравлического масла.

**Выводы.** В ходе численных исследований получено, что увеличение вязкости рабочей жидкости приводит к существенному увеличению давления распространения гидроразрыва. Это подтверждают результаты физического моделирования, а также другие работы. При этом в случае использования двумерных численных моделей, влияние вязкости на траекторию трещины вблизи полости незначительно. При рассмотрении трехмерной модели влияние вязкости на траектории проявлялось сильнее.

Работа выполнена в рамках гранта Правительства Новосибирской области молодым ученым, договор № гр-12 от 18.09.2023 г.

### Литература

1. Сердюков С. В., Азаров А.В., Рыбалкин Л.А., Патутин А.В. О форме трещин гидроразрыва породного массива в окрестности цилиндрической полости. // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2021. – № 6. – С. 72–84.
2. Chen Y., Nagaya Y., Ishida T. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2015. – Т. 48. – С. 1455-1461.
3. Cheng W., Lu C., Zhou Z. Modeling of borehole hydraulic fracture initiation and propagation with pre-existing cracks using the displacement discontinuity method // Geotechnical and Geological Engineering. – 2020. – Т. 38. – С. 2903-2912.
4. Сердюков С. В. и др. Лабораторный стенд для моделирования гидравлического разрыва массива трещиноватых пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2020. – № 6. – С. 193-201.

**РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА И УСТРАНЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ ТРУБ**

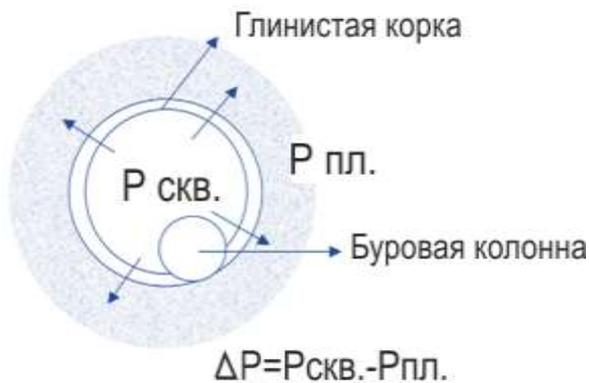
**Ал-обаиди Софян Самеер, Харламов С.Н.**

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

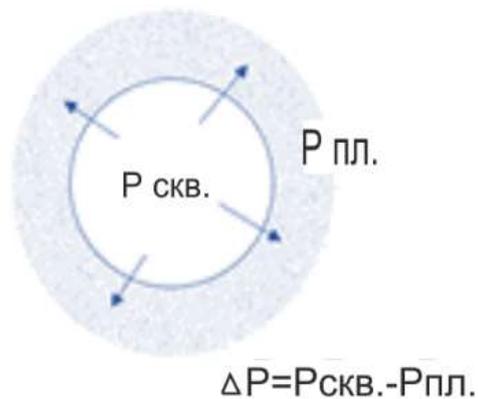
Дифференциальный прихват трубы (ДПТ) является распространенным явлением и приводит к увеличению затрат при бурении скважин. Снижение рисков при ДПТ имеет огромное значение из-за низкой рентабельности буровых проектов. Новая технология буровых растворов, использующая жидкости с низким и сверхнизким содержанием твердых частиц, может снизить риски прихвата труб. Критически анализируются современные результаты промысловых данных и лабораторных испытаний по рассматриваемым проблемам [1, 2]. Обсуждаются особенности и закономерности прихвата трубы при эксплуатации скважин в нефтяной промышленности с целью обоснования необходимости совершенствования методов испытаний, разработки новых жидкостей для минимизации рисков и раннего выявления проблем функционирования технологического оборудования.

**Актуальность вопроса.** Проблемы дифференциального прихвата трубы традиционно связаны с формированием фильтрационной корки у стенки скважины и высоким перепадом давления (рис. 1). Для их решения разрабатываются эффективные технологии создания буровых растворов, которые генерируют фильтрационную корку раствора на стенках скважин и исследуют его на подвижность. Хорошо известно [3, 4], что фильтрационная корка бурового раствора отвечает за предотвращение проникновения промывочной жидкости в пласт и обеспечивает проницаемость пород. В новых технологиях буровых растворов все чаще используются буровые растворы с низким и сверхнизким содержанием твердых частиц, которые не образуют глинистую корку, подобно бентонитовым системам. Это обеспечило прогресс в вопросах профилактики прихватов труб. Тем не менее, проблема по-прежнему сохраняется для нефтяных и газовых скважин, т.к. существующее избыточное давление является дополнительным и сложно управляемым корректирующим фактором. В спектре физических процессов, сопровождающих бурение, трение между бурильной колонной и стенкой ствола скважины является одним из главных механизмов, способствующих прихвату трубы. Оно наиболее выражено при буровом растворе с низким содержанием твердых частиц, в частности, при бурении горизонтальных и вертикальных участков скважин. Таким образом, прогноз особенностей изменений дифференциального давления является одним из важных факторов, которые должны быть учтены при минимизации рисков прихватов труб. Причем для соблюдения этих положений необходимо обеспечить отсутствие глинистой корки раствора.

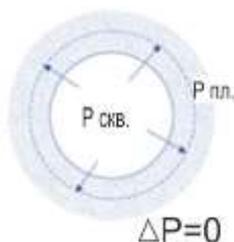
Важно отметить, что риски, связанные с ДПТ, могут быть обнаружены при контроле уровня крутящего момента и сопротивления во время процесса бурения. Высокий крутящий момент или сопротивление часто ассоциируется с извилистой геометрией скважины, но это не всегда соблюдается в зонах с низким давлением и нормальной плотностью бурового раствора. Наш анализ известных публикаций показывает [1-4], что постоянный мониторинг уровней крутящего момента и сопротивления может обеспечить эффективную систему раннего обнаружения. Сигналы об увеличении риска ДПТ можно получить при признаках затруднения труб при входе или выходе из скважины, а также медленного проникновения из-за некорректного веса долота. В частности, для снижения рисков на месторождении необходимо формировать давление в пласте. Так, на рисунке 2 представлено проникновение бурового раствора в пласт из-за недостаточной герметизирующей способности, которая вызывает силу трения из-за избыточного давления. Рисунок 3 иллюстрирует картину особенностей физических процессов в системе «пласт – скважина – стенка трубы», при которых буровой раствор обладает идеальными герметизирующими свойствами и предотвращает как проникновение жидкости, так и снижение сил трения. Повышение герметизирующей способности бурового раствора может быть усовершенствовано благодаря жидкостным составам, такими как карбонат кальция и микронизированная соль. Тем не менее, основной задачей в этом процессе является получение эффективных свойств бурового раствора для предотвращения затекания раствора в проницаемые пласты [4-6].



*Рис. 1. Состояние обширной глинистой корки в сочетании с перепадом давления, вызывающего дифференциальный прихват трубы*



*Рис. 2. Возникновение инвазивного флюида в условиях, при которых в пласт передается дифференциальное давление и бурильная колонна фиксируется на стенке ствола*



**Рис. 3. Идеальные условия флюида при отсутствии перепада давления в обсаженном стволе и герметизации внутренней полости**

**Мониторинг производительности в полевых условиях.** Тест на фильтрацию API является важным инструментом для мониторинга проникновения бурового раствора в пласт. В настоящее время нефтяные компании изучают альтернативные методы с использованием различных проницаемых сред и аппаратов. Одним из таких методов является формирование рабочей группы для определения наилучшей альтернативы замены теста фильтрации API в буровых установках.

Практика работ на промысле показывает, что буровые растворы с отличными неинвазивными свойствами могут потерять свою герметизирующую способность уже через несколько часов. В настоящее время значение фильтрации API указывается в диапазоне, определенном для бурового раствора. Для решения этой проблемы предложено провести простое испытание на буровой установке по разработке прозрачной ячейки для мониторинга проникновения жидкости через песчаный пласт. Эта ячейка используется в полевых условиях для поддержания свойств жидкости и испытания материалов с потерями циркуляции (ПЦ) [2]. Получение показателей при лабораторных и буровых испытаниях позволят установить новый стандарт, который способно заменить испытания на тест по фильтрации API.

**Результаты полевых испытаний.** Причиной дифференциального прихвата трубы часто служит перепад давления, но не всегда ясно, чем она вызвана. Показателем застревания буровой колонны является отсутствие вращения и движения, но при этом сохраняется способность к циркуляции жидкости. Несомненно, причиной являются неинвазивные свойства бурового раствора, такие как низкое значение фильтрации API. При проведении испытаний в полевых условиях, ситуация рассматривалась с разных точек зрения.

В первой скважине буровой раствор на водной основе был спроектирован как неинвазивный, но интервалы пластов указали на текучесть раствора в проницаемых зонах. Высокое сопротивление при выходе из скважины и повышенная сложность при обратном врезании привели к застреванию трубы, что, в свою очередь, привело к циркуляции кислоты и дальнейшим спускоподъемным операциям.

Результаты по следующей скважине при использовании такого же бурового раствора показали динамическую потерю в 70 баррелей за час. Добавление большого количества раствора снизило динамические потери до 8 баррелей в час. Важно отметить, что даже при использовании промывочной жидкости буровой раствор является инвазивным, о чем свидетельствуют динамические потери в скважинах. Выяснено, что в двух анализируемых скважинах 33 % случаев застревания труб связаны с перепадом давления, о чем свидетельствует потеря жидкости. На одном месторождении, в пяти эксплуатационных скважинах, дифференциальное давление привело к прихвату трубы, что привело к потере более 100 дней работоспособности буровой установки.

Факторы дифференциального прихвата трубы часто неправильно интерпретируются, не принимая во внимание результаты фильтрации API или кольматантов в жидкости. Установлено, что отсутствие эффективного метода проверки инвазивных характеристик флюида на буровой установке приводит к получению недостоверных данных об оптимальных условиях бурового раствора.

**Выводы.** Данные настоящего исследования указывают, что буровые растворы с низким и сверхнизким содержанием твердых частиц не образуют глинистую корку на стенке скважины, а вместо этого образуют тонкую пленку. Основным механизмом прихвата является высокое трение, создаваемое буровой колонной при контакте со стенкой скважины, прижимаемой к ней высоким аномальным давлением. Использование бурового раствора с идеальными неинвазивными характеристиками снижает риск прихвата труб. Для оценки неинвазивных свойств буровых растворов разработан простой лабораторный тест. Установлено, что стандартизация лабораторных и буровых испытаний необходима для корректного проектирования и обслуживания буровых растворов. Результаты при полевых условиях позволяют выявить неверную интерпретацию этих испытаний, указывают на актуальность направлений исследований по совершенствованию технологий процесса бурения и разработок более эффективных методик.

#### Литература

1. Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Аль-Мусаи А. Х. А. Сравнительный анализ программ оценки риска застревания буровых труб в нефтегазовой скважине // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 2021. – Т. 2. – С. 502–504.
2. Аш-Шаргаби М. А., Аль-Мусаи А.Х.А. Обзор применения материалов для контроля и предотвращения потери циркуляции на буровых растворах на водной основе MATC. Новые идеи в науках о Земле, 2021. – С. 147–150.
3. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. A novel automated model for evaluation of the efficiency of hole cleaning conditions during drilling operations // Applied Sciences. – 2023. – Т. 13. – № 11. – С. 6464.
4. Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. A novel model for the real-time evaluation of hole-cleaning conditions with case studies // Energies. – 2023. – Т. 16. – № 13. – С. 4934.

- Al Rubaii M. M. et al. A new automated cutting volumes model enhances drilling efficiency // Offshore Technology Conference. – OTC, 2020. – С. D011S013R005.
- Аль-Шаргаби М. А. Т. С., Альмусаи А. Х., Вазеа А. А. Ш. А. Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки. – 2018. – С. 47-52.

## ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТАЙНОЙ 178 КОЛОННЫ

Антипов В.В.<sup>1</sup>

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные тенденции нефтедобывающей промышленности указывают на постепенное снижение уровня добычи нефти и газа из «простых» месторождений и необходимость разработки месторождений, находящихся в сложных горно-геологических условиях, требующих усложнение конструкции и разрабатываемых решений.

Объектом исследования данной работы являются скважины, в составе которых присутствует промежуточная техническая колонна диаметром 244,5 мм, при бурении из-под которой вскрывается продуктивный горизонт эксплуатационной колонной. Целью работы является снижение материально-технических затрат и установление границ рентабельности проведённой оптимизации строительства скважин.

В работе в качестве отправной точки и примера для расчётов, принята типовая конструкция горизонтальной скважины месторождения Западно-Сибирского региона, представленная в таблице 1. В её состав входят:

- направление для перекрытия верхних неустойчивых интервалов;
- кондуктор для перекрытия интервала многолетнемерзлых пород;
- техническая колонна для исключения гидроразрыва пород при закрытом устье во время газонефтеводопроявления при бурении продуктивного пласта;
- эксплуатационная колонна для бурения интервала под хвостовик и спуска хвостовика;
- хвостовик для эксплуатации продуктивного горизонта.

Таблица 1

Конструкция типовой скважины

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска по вертикали / по стволу		Интервал цементирования по вертикали / по стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Направление	426,0	490,0	0/0	140/140	0/0	140/140
Кондуктор	323,9	393,7	0/0	550/550	0/0	550/550
Техническая колонна	244,5	295,3	0/0	2100/2565	0/0	2100/2565
Эксплуатационная колонна	177,8	220,7	0/0	3102/4084	0/0	3102/4084
Хвостовик	114,3	155,6	3097/4054	3115/5081	-	-

Продуктивный пласт насыщен нефтью и залегает на глубине 3110 м по вертикали. Дополнительно в разрезе имеется транзитный пласт, находящийся на глубине 3035 м по вертикали. В интервале 0–500 м присутствуют многолетнемерзлые породы.

Техническая и эксплуатационная колонны, а также хвостовик рассчитаны с учётом вскрытия продуктивного горизонта и с учётом воздействия возможных давлений при газонефтеводопроявлении. По расчёту минимально необходимая глубина спуска обсадной колонны для вскрытия флюидонасыщенных горизонтов составляет 1587 м по вертикали. Спуск кондуктора на данную глубину невозможен, по причине возможных осложнений в интервале многолетнемерзлых пород. Для исключения осложнений и беспрепятственного бурения до проектной глубины кондуктор бурится вертикально и устанавливается с перекрытием зоны многолетнемерзлых пород на 50 м по вертикали.

Спуск технической колонны обусловлен минимально необходимой глубиной по расчёту для исключения гидроразрыва породы при газонефтеводопроявлении, а также для перекрытия сеноманских отложений, в которых возможны осложнения. Эксплуатационная колонна устанавливается в кровлю продуктивного пласта, чтобы минимизировать возможные осложнения при бурении интервала под хвостовик, а также при его спуске. Сравнение возможности строительства представлено на рисунке 1 при помощи графиков совмещённых давлений.

В результате проведённых расчётов установлено, что аналогом существующей типовой конструкции скважины может являться конструкция, представленная в таблице 2. Эксплуатационная колонна 177,8 мм заменяется на потайную колонну такого же диаметра и устанавливается с перекрытием 250 м и герметизирующим устройством в предыдущей колонне 244,5 мм. Техническая колонна становится эксплуатационной.

В новой конструкции скважины имеется ряд преимуществ:

- экономия обсадных труб 177,8 мм, экономия тампонажного раствора, сокращение времени строительства скважины;
- снижение гидравлических сопротивлений за счёт увеличения кольцевого пространства;

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

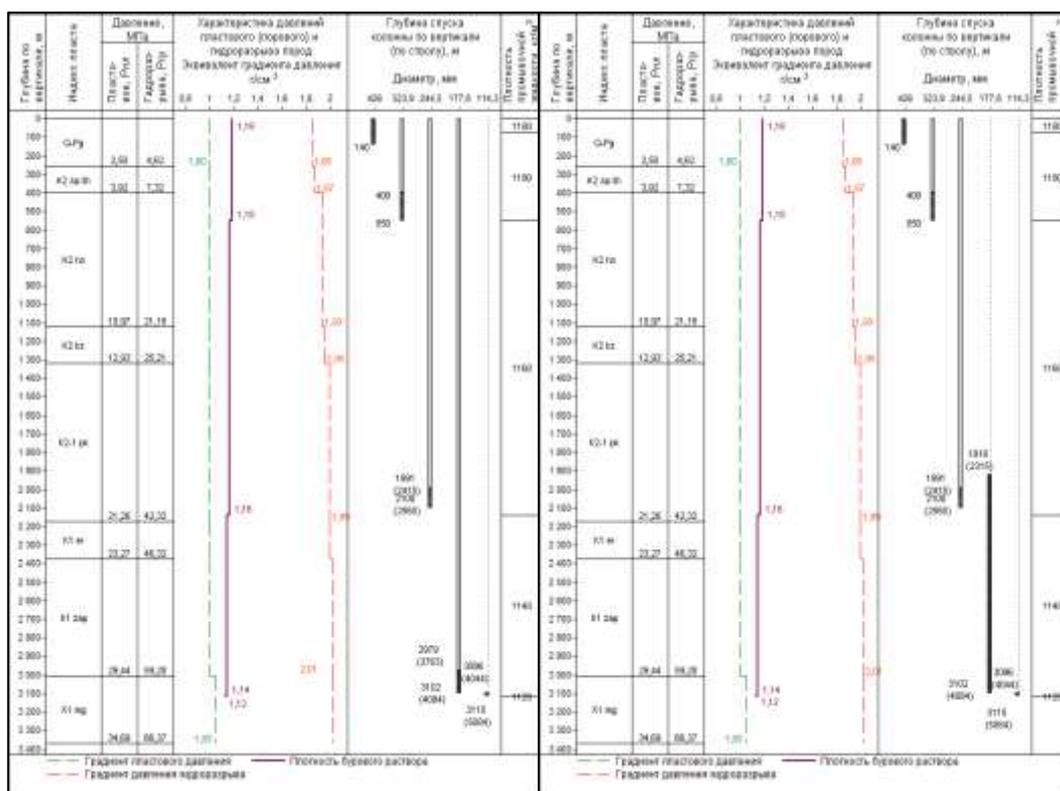
- возможность установки более производительного глубинного насосного оборудования;
- возможность зарезки бокового ствола с углублением на нижележащие горизонты при строительстве наклонно-направленных боковых стволов;
- возможность строительства многозабойной и многоствольной скважины по стандартам TAML;
- снижение риска потери скважины при различного рода авариях во время бурения интервалов под потайную колонну и хвостовики.

**Таблица 2**

**Альтернативная конструкция скважины**

Название колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска по вертикали / по стволу		Интервал цементирования по вертикали / по стволу	
			от (верх) / 4	до (низ) / 5	от (верх) / 6	до (низ) / 7
Направление	426,0	490,0	0/0	140/140	0/0	140/140
Кондуктор	323,9	393,7	0/0	550/550	0/0	550/550
Эксплуатационная колонна	244,5	295,3	0/0	2100/2565	0/0	2100/2565
Потайная колонна	177,8	220,7	1918/2315	3102/4084	1918/2315	3102/4084
Хвостовик	114,3	155,6	3097/4054	3115/5081	-	-

Так как техническая и эксплуатационная колонны обвязываются на устье скважины и подвергаются идентичным условиям испытания на герметичность, можно сделать вывод, что отсутствует крайняя необходимость производить спуск эксплуатационной колонны от устья, а её аналогом является техническая колонна.



**Рис. 1. Графики совмещённых давлений для типовой скважины (слева) и оптимизированной скважины (справа)**

Факторы, осложняющие внедрение данного оптимизационного решения:

- ухудшение очистки ствола скважины в интервале 244,5 мм колонны при бурении интервала под хвостовик в результате снижения скорости восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве;
- риски неисправности узлов подвесного устройства потайной колонны;
- увеличение стоимости строительства скважины за счёт использования подвесного устройства;
- недостаточный опыт строительства и эксплуатации скважин с несколькими потайными колоннами и эксплуатационной колонной диаметром 244,5 мм;

- необходимость увеличения прочностных характеристик в колонны диаметром 244,5 мм в зоне многолетнемёрзлых пород.

Для минимизации указанных осложняющих факторов предлагается выполнять ряд следующих мероприятий:

- применять комбинированную бурильную колонну 127x89 мм для уменьшения площади кольцевого пространства, увеличения скорости восходящего потока бурового раствора, также данное решение позволит увеличить крутящий момент при роторном бурении и снизить границу баклинг-эффекта;

- работать с надёжными поставщиками оборудования, зарекомендовавшими себя на мировом и отечественном рынках, также отбирать поставщиков, успешно прошедших опытно-промышленные испытания по более низким расценкам;

- установить границу рентабельности данного техрешения с учётом снижения металлоёмкости скважины, с учётом снижения потребного количества тампонажного раствора, а также снижения временных затрат на спуск колонны и ожидание затвердевания цемента (за счёт применения быстросхватывающихся составов);

- учитывать опыт организаций, производивших спуск потайных колонн с применением цементируемых подвесок 245/178, либо произвести опытно-промышленные испытания;

- рассматривать скважины-кандидаты с низким давлением разрыва многолетнемёрзлых пород, либо скважины с отсутствием многолетнемёрзлых пород.

В итоге на примере рассматриваемой скважины по результатам расчётов удалось осуществить экономию:

- 550 м труб 177,8x10,4P и 1765 м труб 177,8x9,2J;

- 32,5 м<sup>3</sup> тампонажного раствора;

- сокращение времени строительства на 6–12 часов.

Граница рентабельности оптимизационного рассматриваемого решения определена для скважин с технической колонной протяжённостью около 2000 м. Рассматриваемое оптимизационное решение имеет широкий потенциал при строительстве, эксплуатации и ремонте скважин.

#### Литература

1. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность – М.: ВНИИТнефть, 1999.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: АООТ «ВНИИТ-нефть», 1997 – 194 с.
3. РД 00158758-207-99. Методика выбора конструкции скважин в зоне мерзлых пород. - Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 1999.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. – № 534.

### ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ИРАНЕ

**Афранежад А.**

Научный руководитель доцент В.В. Поплыгин

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

Добыча природного газа часто осложнена гидратообразованием. Газовые гидраты образуются при определенных термобарических условиях и перекрывают проходное сечение подъемных труб и трубопроводов. Также гидраты могут образовываться в продуктивных пластах, снижать проницаемость и добычу природного газа. Блокировка гидратами отрицательно влияет на добычу, а устранение гидратной пробки является серьезной проблемой с технологической точки зрения. Определив фазовую диаграмму для прогнозирования условий образования гидрата, это явление можно предотвратить, применяя условия поддержания температуры газа выше температуры образования гидрата. Для организации безгидратного режима добычи природного газа необходимо устанавливать соответствующие давления и температуры в полости скважин. С этой целью проводятся исследования образцов флюида при различных режимах давления и температуры. В данном исследовании выполнены лабораторные эксперименты с пробами природного газа с месторождения в Иране, далее полученные результаты сравнивались с эталонными моделями.

В таблице 1 приведены основные сведения о залежи природного газа

*Таблица 1*

*Геолого-физическая характеристика месторождения природного газа*

Параметр	Значение
Глубина интервала перфорации	7190 - 8540 футов
Пластовое давление	3087 psi
Температура резервуара	170 F
Точка росы при температуре резервуара	3020 psi
Коэффициент сжимаемости	28.7 STB/MMSCF
Давление в сепараторе	900 psi
Температура сепаратора	61 F
Диаметр штуцера	48/64 дюйма

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

Коэффициент сверхсжимаемости	0.783
------------------------------	-------

В таблице 2 приведены сведения о составе природного газа

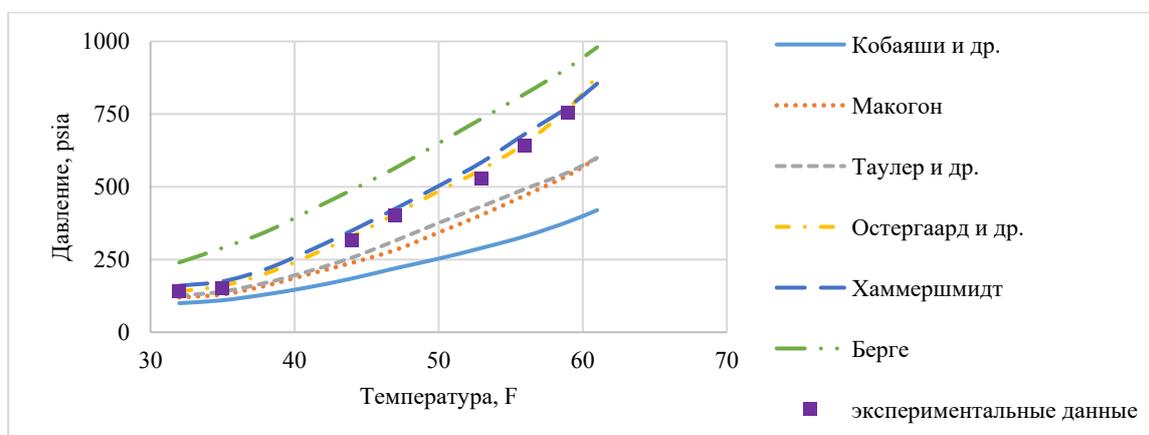
**Таблица 2**

**Состав природного газа**

Компонент	%моль	Молекулярная масса	Плотность (г/см)
N <sub>2</sub>	0.17	28.01	0.8080
CO <sub>2</sub>	3.31	44.01	0.8152
H <sub>2</sub> S	2.39	34.08	0.7900
CH <sub>4</sub>	81.55	16.04	0.4069
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5.37	30.07	0.5612
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	2.23	44.10	0.5794
i-C <sub>4</sub>	0.51	58.12	0.5573
n-C <sub>4</sub>	1.00	58.10	0.5844
i-C <sub>5</sub>	0.52	72.15	0.6247
n-C <sub>5</sub>	0.45	72.15	0.6310
Pseudo-C <sub>6</sub>	0.75	85.48	0.6652
Pseudo-C <sub>7</sub>	0.70	95.48	0.7179
Pseudo-C <sub>8</sub>	0.57	107.45	0.7402
Pseudo-C <sub>9</sub>	0.27	118.07	0.7622
Pseudo-C <sub>10</sub>	0.12	132.28	0.7783
Pseudo-C <sub>11</sub>	0.05	142.12	0.7815
C+12	0.04	182.31	0.7916

Для рассмотренного состава природного газа выполнено сопоставление определения условий гидратообразования и фактических лабораторных данных на рисунке.

Сопоставляя результаты соотношения давления и температуры по экспериментальным данным и по известным корреляциям, можно отметить, что наиболее подходящей оказывается корреляция, представленная в работе Остергаарда. Основной причина высокой сходимости результатов – это учет влияния CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub>, которые были учтены в данной корреляции.



**Рис. Сравнение известных методов корреляции и экспериментальных данных [1-3]**

Модель Хаммершмидта имеет также близкую сходимость с экспериментальными данными. Модели Кобаяши, Макогона и Таулера имеют хорошую сходимость при низких значениях и температурах, но с увеличением давления выше 250 psi расхождения становятся значительными. Модель Берге не допустимо применять в рассматриваемых условиях, ввиду существенного отличия от экспериментальных данных.

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

**Литература**

1. Hammerschmidt E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // Industrial & engineering chemistry. – 1934. – Т. 26. – № 8. – С. 851-855.
2. Towler B. F., Mokhatab S. Quickly estimate hydrate formation conditions in natural gases // Hydrocarbon processing. – 2005. – Т. 84. – № 4. – С. 61-62.
3. Sloan Jr E. D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates // Nature. – 2003. – Т. 426. – № 6964. – С. 353-359.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
СИНТЕТИЧЕСКИХ СОРБЕНТОВ НЕФТИ**

**Брюхов Р.Д.<sup>1</sup>**

Научный руководитель ассистент К.В. Скирдин<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

<sup>2</sup>*Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия*

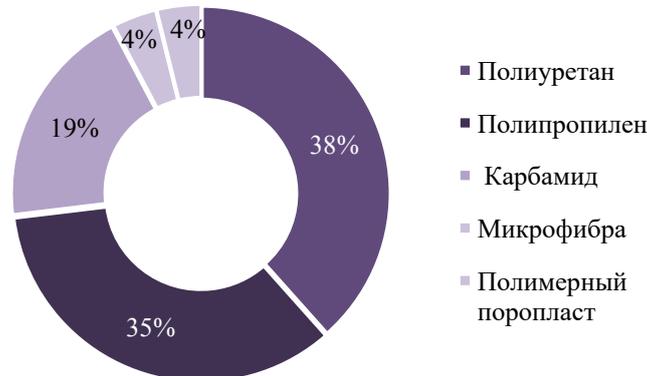
Все стадии нефтепользования зачастую сопровождаются загрязнением экосистем, вследствие разлива нефти и нефтепродуктов. Наиболее простым и доступным методом удаления нефти является применение сорбентов.

К сорбентам предъявляется ряд требований, в частности: высокая сорбционная емкость, плавучесть, низкое значение десорбции, возможность многократного использования, нетоксичность, пожаробезопасность [1].

Все сорбенты возможно разделить на три группы по природе сорбирующего материала: органические, неорганические и синтетические. Синтетические сорбенты обладают рядом специфических свойств, обуславливающих их широкое применение: биологическая стойкость, возможность многократного использования без потери свойств, высокая сорбционная емкость [2]. В виду широкого спектра видов материалов синтетических сорбентов, различных форм (пористые, волокнистые материалы, крошка) и модификаторов, увеличивающих сорбционную емкость и долговечность, актуальна проблема выбора и оценки эффективности торговой марки сорбента. Соответственно, целью работы является обзор отечественного рынка нефтесорбентов и расчет показателей эффективности.

Автором в составе авторской группы был проанализирован рынок сорбентов нефти в России. В результате анализа установлено, что основными странами-производителями синтетических сорбентов являются Россия и страны Евросоюза (Чехия, Германия и Бельгия), при этом наибольшая часть рынка приходится на Россию. Установлено, что на российском рынке нефтесорбентов представлено 25 торговых марок. Производство осуществляется 12 компаниями, из которых 8 отечественные.

Установлено, что синтетические сорбенты представлены широким спектром материалов (рис. 1). Наиболее распространенными материалами являются полиуретан и полипропилен, которые составляют 73% рынка. Широкое применение полиуретана и полипропилена связано с большими ежегодными объемами производства, которые только в России составляют более 300 тыс. тонн полиуретана и 2 млн. тонн полипропилена ежегодно [3,4]. Большие объемы производства сопряжены с образованием большого количества отходов, которые возможно использовать в качестве сорбентов нефти.



**Рис. 1. Диаграмма основных материалов торговых марок синтетических сорбентов нефти**

Для сравнения различных торговых марок сорбентов между собой необходим анализ их характеристик в целом. Наиболее важными показателями сорбентов являются сорбционная емкость, насыпная плотность и стоимость.

По данным открытых источников, в результате обобщения и систематизации данных удалось установить значение средней сорбционной емкости, насыпной плотности и стоимости синтетических сорбентов, объединенных в группы по материалам (табл. 1). В результате анализа данных основных показателей удалось установить, что наиболее благоприятным сочетанием характеристик, обладают сорбенты, изготовленные из карбамида, вследствие их высокой сорбционной емкости 49 кг/кг, малой насыпной плотности 22 кг/м<sup>3</sup>, относительно малой стоимости 322 руб./кг (табл. 1). Несколько уступают вышеупомянутым нефтесорбентам, сорбенты из микрофибры, обладая высокой сорбционной емкостью 40 кг/кг, малой насыпной плотностью 23 кг/м<sup>3</sup>, но при этом высокой стоимостью 1585 руб./кг. Самой низкой стоимостью обладают сорбенты, изготовленные из полимерного поропласта 266 руб./кг. Низкая насыпная плотность сорбента (33 кг/м<sup>3</sup>) позволяет выделять материал в качестве потенциально высоко эффективного. Однако относительно невысокая сорбционная емкость полимерного поропласта (15 кг/кг), на первый взгляд, не позволяет материалу конкурировать с микрофиброй и карбамидом.

Сорбенты из карбамида или микрофибры обладают сорбционной емкостью, превосходящей емкость остальных групп сорбентов приблизительно в 3 раза, при насыпной плотности в 6–10 раз меньше, чем у сорбентов из полиуретана и полипропилена. При этом стоимость сорбентов, изготовленных из карбамида в 4 раза дешевле, чем из полипропилена. Наихудшим сочетанием свойств обладают синтетические сорбенты, изготовленные

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

из полипропилена и полиуретана, ввиду сочетания свойств низкой сорбционной емкости (13–14 кг/кг) и высокой стоимости (412–1218 руб./кг).

**Таблица 1**

**Характеристики синтетических сорбентов, объединенных в группы по материалам**

Материал сорбентов	Сорбционная емкость, кг/кг	Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup>	Стоимость, руб./кг
карбамид	49	22	322
полиуретан	13	227	412
полипропилен	14	142	1218
полимерный поропласт	15	33	266
микрофибра	40	23	1585

Для более комплексной оценки синтетических нефтесорбентов рациональнее использовать относительные коэффициенты эффективности. Например, коэффициент экономической эффективности ( $K_{эк.эф}$ ), позволяющий количественно оценить стоимость сорбции данной маркой нефтесорбента определённого количества нефти (1 кг) [2]:

$$K_{эк.эф} = C_{1кг.сорб} / k \quad (1)$$

где  $K_{эк.эф}$  – коэффициент экономической эффективности, руб./кг;  $C_{1кг.сорб}$  – стоимость 1 кг сорбента, руб./кг;  $k$  – нефтеёмкость сорбента, кг/кг.

Чем меньше значение коэффициента экономической эффективности, тем дешевле проводить сорбцию нефти с помощью сорбента данной торговой марки. Соответственно, наиболее эффективным материалам синтетических сорбентов будет соответствовать меньшее значение показателя. В таблице 2 приставлены значения коэффициентов экономической эффективности для синтетических сорбентов в общем и для отдельных групп, объединенных по материалу сорбента.

**Таблица 2**

**Значения коэффициента экономической эффективности для групп синтетических сорбентов и отдельных торговых марок синтетических сорбентов**

Коэффициент экономической эффективности групп синтетических сорбентов, объединенных по материалу					
	карбамид	полиуретан	полипропилен	полимерный поропласт	микрофибра
$K_{эк.эф}$	6	31	86	6	105
Коэффициент экономической эффективности отдельных торговых марок					
	«Унисорб»	«Унисорб-био»	«Унисорб-М»	«Униполимер-био»	Турбополимер
$K_{эк.эф}$	8,0	8,5	4,5	5,4	6,7

Рассчитанный коэффициент экономической эффективности показывает, что наиболее дешево проведение процесса удаления нефти с помощью сорбентов, состоящих из карбамида и микрофибры, что согласуется с данными, показанными по результатам анализа таблицы 1. Коэффициент экономической эффективности так же был рассчитан для отдельных торговых марок сорбентов, изготовленных из карбамида и микрофибры (табл. 3).

Сорбенты торговых марок «Унисорб», «Унисорб-био», «Унисорб-М» и «Униполимер-био», изготовлены из вспененного карбамида. Сорбент торговой марки «Турбополимер» из полимерного поропласта. Таким образом, из всего многообразия материалов синтетических сорбентов наилучшим сочетанием свойств обладают пористые сорбенты из карбамида и полимерного поропласта.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ FEMN-2022-0001.

**Литература**

1. Каменщиков Ф. А., Богомольный Е. И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. – 2006.
2. Скирдин К. В., Казьмина О.В. Анализ нефтесорбентов: виды, свойства и эффективность применения. // Нефтехимия. – 2022. – Т. 62. – № 6. – С. 797–815.
3. Матвеева Т. В. Производство автокомплектующих из полиуретана: основные тенденции и перспективы // Инновационные процессы в экономике, управлении и социальных коммуникациях. – 2015. – С. 295-299.
4. Сергеев И. М. История и современное состояние индустрии производства полипропилена в России // НефтеГазоХимия. – 2022. – № 3. – С. 34-39.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ КАНАЛОВ  
ПРИ РАДИАЛЬНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

**Букша С.А.**

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

Технология радиального вскрытия пласта разработана компанией Rad Tech International Inc, которая в конце 70-х гг. провела первые мероприятия на добывающих скважинах. В России старт применения данной технологии датируется началом «нулевых», при этом результаты применения зачастую характеризуются как крайне положительные, однако, широкого распространения эта операция не получила. Ограниченная применимость радиального вскрытия пласта связана с несколькими проблемами реализации проектов с применением данной технологии, одной из которых является ограниченная применимость существующих программных продуктов при моделировании радиального вскрытия пласта.

Радиальное вскрытие пласта, или кислотоструйное туннелирование – разновидность геолого-технических мероприятий, направленных на гидроэрозионное разрушение горных пород при помощи вскрытия пласта большим количеством каналов протяжённостью до 100 м и диаметром до 50 мм. Операция производится в остановленной скважине, из которой извлечено подземное оборудование. На колонне насосно-компрессорных труб в скважину спускается и фиксируется на необходимой глубине отклонитель, после чего спускается фреза, создающая технологическое отверстие в обсадной колонне. Далее в скважину спускается гибкая насосно-компрессорная труба с гидромониторной насадкой. По ней под большим давлением (до 1020 атм.) подаётся рабочая жидкость, разрушающая породу гидроэрозионным воздействием.

Ввиду описанных выше характеристик каналов, создаваемых в результате радиального вскрытия пласта – протяжённость до 100 м и диаметр до 50 мм, к моделированию эффекта от данного мероприятия существует несколько подходов, которые можно условно разделить на две категории: классический дизайн радиального вскрытия пласта и его альтернативные представления в гидродинамической модели, предполагающие увеличение эффективности дренирования скважиной зоны призабойной зоны пласта на базе задания отрицательного скин-фактора, временного увеличения проницаемости зоны дренирования ( $K_{mod}$ ). Столь обширный список вариантов моделирования радиального вскрытия пласта объясняется тем, что ввиду малой (в сравнении с межскважинным пространством) протяжённости каналов, их длина занимает лишь одну-две ячейки модели в лучшем случае, то есть для каналов длиной 100 м. В случае, когда длина канала не достигает и 20 метров, весь канал располагается в рамках одной ячейки. Таким образом, в условиях стандартной сетки, точность такого подхода к моделированию вызывает вопросы. Решением данной проблемы моделирования радиального вскрытия пласта может стать переход к более мелкой сетке в зоне радиального вскрытия пласта и моделирование каналов классическим методом. По результатам исследований, такой подход частично решает данную проблему, однако, для каналов малой протяжённости, требуется существенное уменьшение ячеек сетки, что приводит к значительному увеличению времени расчёта даже single-well модели. Ожидаемо, при большом количестве каналов радиального вскрытия пласта, для нескольких десятков скважин в масштабах модели целого пласта, время расчёта возрастает до неприемлемых значений. Наиболее выгодным, с точки зрения времени расчёта, является моделирование радиального вскрытия пласта изменением проницаемости призабойной зоны пласта. Недостатком метода является пренебрежение информацией о расположении каналов, их траектории и длине. Допустим, что для горизонтальной скважины при помощи радиального вскрытия пласта создаются боковые каналы, отходящие от главного ствола строго перпендикулярно и горизонтально, то есть по схеме, близкой к рыбьей кости. Для такого расположения каналов, моделирование системы каналов изменением проницаемости призабойной зоны пласта будет создавать избыточную вертикальную фильтрацию, в результате которой модель может ошибочно предсказать «подтягивание» воды или газа в скважину. Решением данной проблемы может стать изменение проницаемости в различной степени по каждой из осей  $x$ ,  $y$ ,  $z$  в зависимости от расположения каналов и иных параметров.

Суть предлагаемого подхода заключается в поиске для каждой из конфигураций каналов эквивалентную ей изменённую призабойную зону пласта, параметры которой (проницаемость по компонентам  $x$ ,  $y$ ,  $z$ , радиус модифицированной зоны) могут быть найдены, исходя из информации о расположении каналов, их геометрической форме и распределении проницаемости по длине каналов. Функции отображения исходной модели в модель-аналог может быть найдена численными методами. Поиск функции будет производиться посредством генетического алгоритма в рамках гидродинамической модели, написанной на языке программирования `matlab`. Для обобщения найденного решения, входные параметры функции, то есть параметры пласта, скважины и системы каналов, необходимо представить в безразмерном виде. Далее для каждого из безразмерных входных параметров будут созданы несколько атрибутов – функций от одиночных параметров или от сочетания нескольких безразмерных параметров. Для каждого атрибута будет подобран весовой коэффициент. Выходные переменные, которые также будут представлены в безразмерном виде, будут получаться из сумм атрибутов с весовыми коэффициентами.

Алгоритм поиска целевой функции может быть следующим: в гидродинамической модели создаётся скважина с системой каналов радиального вскрытия пласта, параметры для которых будут случайными в заданных интервалах (необходимо во избежание переобучения модели). Далее для полученной скважины будет рассчитываться поле распределения давления в пласте после месяца работы скважины (параметры работы скважины также будут заданы случайно в заданных интервалах). Из размерных параметров скважины и системы каналов будут рассчитываться безразмерные параметры (входные параметры функции), из которых будут рассчитываться атрибуты, которые, с учётом весовых коэффициентов, будут давать выходные безразмерные параметры функции, из которых в итоге будут получены размерные параметры модели скважины без системы каналов, но с изменённой призабойной зоной пласта.

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

Для полученной модели в условиях работы, аналогичных исходной скважине, также будет рассчитываться поле распределения давления. Величина среднеквадратичной ошибки между исходным и полученным распределениями является целевым параметром, который в ходе обучения модели посредством генетического алгоритма будет снижаться от итерации к итерации. Изменяемыми параметрами при этом будут являться весовые коэффициенты при атрибутах безразмерных входных параметров. Условная блок-схема алгоритма поиска целевой функции представлена на рисунке.



**Рис. Алгоритм поиска целевой функции**

Полученные весовые коэффициенты, в совокупности со значимыми атрибутами, будут являться функцией отображения, которая позволит переходить от классического моделирования системы каналов радиального вскрытия пласта с измельчением сетки к изменению проницаемости призабойной зоны пласта без существенной потери точности, но со значительным увеличением скорости расчёта модели.

**Литература**

1. Кызыма К. Ю. и др. Потенциал технологии кислотоструйного туннелирования на месторождениях «Газпромнефть-Оренбурга» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6. – № 1. – С. 47-53.
2. Суходанова С. С. и др. Технологии радиального вскрытия в условиях карбонатных пластов как способ увеличения добычи нефти. От теории к масштабным ОПР // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 3. – С. 52 - 62.
3. Лягов И. А., Лягов А. В., Шайдаков В. В., Грогуленко В. В., Зинатуллина Э. Я. Техническая система «Перфобур» для вторичного вскрытия продуктивного пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 2(350). – С. 47–52.

ПРОЦЕССЫ МОЛЕКУЛЯРНОЙ ДИФФУЗИИ И КОНВЕКЦИИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ГАЗА

Гришаев В.Ю., Коротков Р.Н.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Закачка газа в трещиноватый нефтяной коллектор поддерживает пластовое давление и увеличивает добычу из пласта. Основной целью данной работы являлась разработка численной модели для расчёта массообмена (молекулярной диффузии и конвекции) между газом, закаченным в трещину, и остаточным флюидом (газом и нефтью) в матричном блоке. Модель двойного континуума применяется для описания поведения потока и извлечения жидкости в пористых средах. Результаты моделирования показывают, что, после 25 дней закачки  $N_2$  более лёгкие и тяжёлые компоненты ( $C_1$  и  $C_5$ ) извлекаются примерно на 51 % и 39 % соответственно. При закачке  $CO_2$  эти показатели составляют 49 % и 27 %.

Одним из осложнений добычи из нефтяных залежей является высокая вязкость нефти [1]. Закачка газа в нефтяной пласт с естественным трещиноватым строением не только поддерживает пластовое давление, но и увеличивает добычу нефти из пласта. При закачке газа в ненасыщенный трещиноватый коллектор газ попадает как в трещину, так и в матрицу. Это приводит к насыщению нефти и её перемещению из матрицы. Кроме того, закачиваемый в матрицу газ заставляет некоторые компоненты нефти испаряться и переходить в газовую фазу [2]. Таким образом, нефть транспортируется как по конвективному, так и по диффузионному механизмам.

Теория двойного континуума применяется для моделирования трещиноватых коллекторов, представляя пористую среду как единый блок матрицы с прилегающей трещиной. Трещина рассматривается как граничное условие для матрицы. Эта модель является хорошим выражением естественного трещинного коллектора, поскольку учитывает поток жидкости между матричным блоком и трещиной [3]. На рисунке показан общий вид этой модели. В этой модели матрица отделена, но трещина не отделена, поскольку трещина выступает в качестве граничного условия для матрицы.

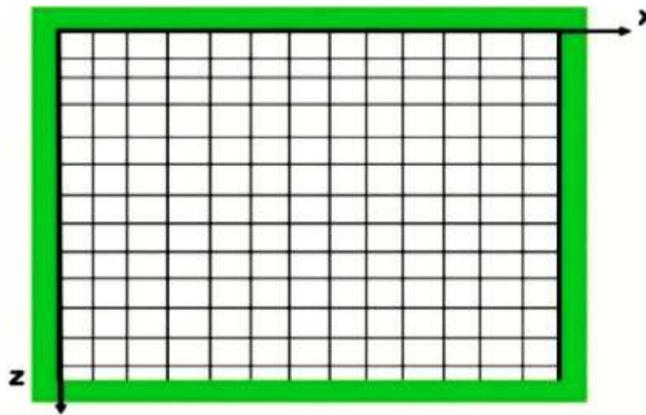


Рис. Макет модели [3]

Композиционные симуляторы были созданы для изучения нефтеотдачи пласта при закачке газа. При композиционном моделировании предполагается, что углеводородная и водная фазы нерастворимы. Поэтому уравнение массообмена применяются отдельно для углеводородных и водных соединений. Для многофазного композиционного потока необходимо рассчитать вязкость, силу тяжести и капиллярные силы.

Диффузия является наиболее важным механизмом массопереноса при закачке  $N_2$  между матрицей и трещиной. На ранних этапах моделирования  $N_2$  и  $C_1$  переносятся в керн преимущественно за счёт молекулярной диффузии газа, в то время как  $C_5$  переносится в керн в основном за счёт конвекции нефти. Более того, во время испытания с закачкой  $CO_2$  диффузия и конвекция проявляются одновременно. В начале моделирования механизм диффузии является доминирующим механизмом вытеснения, но со временем роль конвективного механизма в извлечении  $C_1$  и  $C_5$  возрастает. Кроме того, восстановление лёгких компонентов превышает восстановление тяжёлых компонентов. После 28 дней испытания с закачкой  $N_2$  извлечение лёгких компонентов составляет около 50 %, а тяжёлых – около 40 %. Со временем процент подвижности компонентов увеличивается [3].

Литература

1. Neftegaz.ru, Вязкость нефти, <https://neftgaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/>
2. Eica A. S., Ershaghi I. Modeling of gas injection in fractured reservoirs // SPE Western Regional Meeting. – SPE, 1982. – С. SPE-10758-MS.
3. Gholamian H. et al. Numerical modeling of molecular diffusion and convection effects during gas injection into naturally fractured oil reservoirs // Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2021. – Т. 76. – С. 81.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В САНТОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

**Диенг А.**

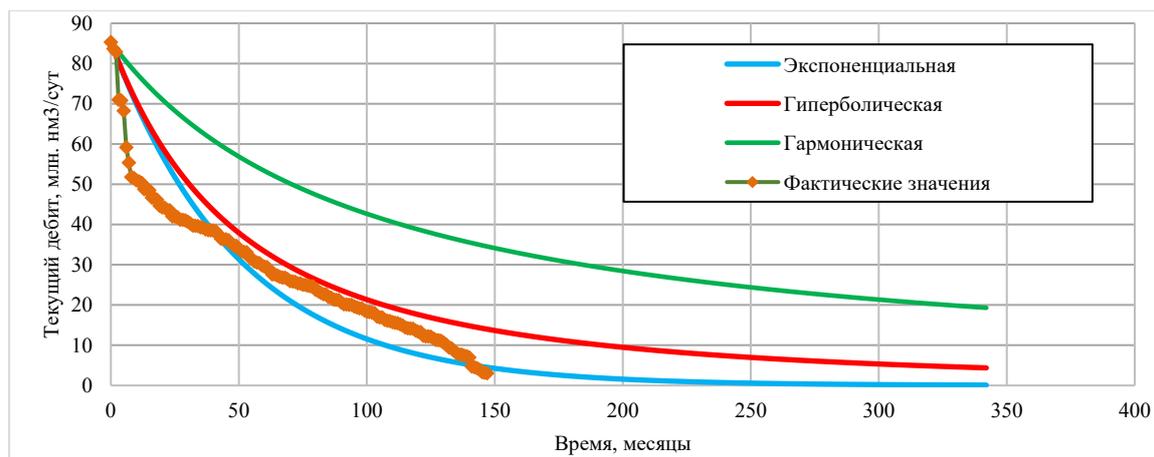
Научный руководитель доцент В.В. Поплыгин

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

В Сенегале в последние годы происходит интенсивная разведка нефтяных и газовых месторождений. Выявлены залежи нефти и газа пригодные для коммерческой эксплуатации. Деятельность по разведке и добыче углеводородов сосредоточена в сенегальском осадочном бассейне, который является частью Большого Западно-Африканского бассейна [3]. Наиболее крупные запасы природного газа приурочены к сантонским горизонтам песчаника.

Основные геолого-физические параметры пластов изменяются в следующих пределах: пористость 20 – 28 %, проницаемость 5–10 мД и водонасыщенность 30–50 %. Целью данного исследования является исследование возможности прогнозирования добычи природного газа. С этой целью используется метод анализа кривой падения добычи, который используется для аппроксимации зарегистрированного дебита, связанного с отдельными или группой скважин или пластов, математической функцией для прогнозирования показателей добычи путем проведения экстраполяции функции падения добычи. Затем модель используется для прогнозирования добычи природного газа из реальной скважины. Далее прогнозы представлены и сопоставлены с возможными будущими практическими и экспериментальными исследованиями.

Уравнения Арпса (экспоненциальные, гиперболические и гармонические) используются из-за хорошей сходимости прогнозируемых и фактических результатов. Кривые падения представляют собой прямой и последовательный метод анализа [2]. Анализ кривой добычи выполнить проще, чем гидродинамическое моделирование, и нет необходимости отслеживать значение пластового давления, что существенно упрощает процесс прогнозирования. Выполнен анализ показателей накопленной добычи газа и дебитов газовых скважин за сутки и месяц с изменением шкалы времени на логарифмические координаты. Теоретическая модель используется для прогнозирования будущего дебита газовых скважин путем экстраполяции с использованием динамики фактических дебитов газовых скважин (рис.).



**Рис. Кривые Арпса (экспоненциальная, гиперболическая и гармоническая) от времени и фактические значения по скважине**

Вид уравнения Арпса (экспоненциальное, гиперболическое и гармоническое) определяется по значению степени. При изменении степени в пределах 0–1 получаем гиперболическое уравнение, при значении степени 0 – экспоненциальное, а при 1 – гармоническое. Согласно рисунку, увеличение степени приводит к большему снижению ожидаемых дебитов газовых скважин. При этом гармоническое уравнение является наиболее оптимистичным, а экспоненциальное пессимистичным по результатам прогнозирования. Экспоненциальное уравнение Арпса показывает хорошую сходимость результатов для рассматриваемых пластов. Наблюдается расхождение прогнозных и фактических значений в первые 25 месяцев прогнозирования. Это связано с установлением режима работы скважины и состояния призабойной зоны. Экспоненциальное уравнение Арпса наиболее точно прогнозирует дебит газовой скважины в экспоненциальной форме, начиная с 40-го месяца.

Отличные кривые соответствия можно получить, если для корреляции использовать данные не менее чем за шесть месяцев. С аналогичными моделями, использованными Гузевым и др. [1] погрешность не превышала 5 %. Исследованные формулы учитывают состояние горных пород у стенки скважины в исходном состоянии. В процессе эксплуатации скважины в пласте могут возникать различные явления, изменяющие проницаемость [4, 5].

В этом исследовании была проверена возможность использования кривых Арпса для прогнозирования дебитов газовых скважин на месторождении в Сенегале. Наличие расхождений было обнаружено путем сравнения моделей Арпса с фактическими дебитами скважин. Было две разновидности отклонений. Первый вид отклонений связан с изменением фильтрационных параметров пласта вследствие изменения напряженного состояния при вводе скважины в эксплуатацию. В течение первых 6 месяцев после начала эксплуатации скважин могут наблюдаться

отклонения такого типа. Ремонт скважины – вторая причина расхождений. В процессе ремонта изменяются фильтрационные параметры пород, близких к стенке скважины. Экспоненциальная кривая Арпса позволяет достаточно точно предсказать добычу газа в Сенегале без учета скважинных факторов.

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

#### Литература

1. Guzev M. A. et al. Experimental investigation of the change of elastic moduli of clastic rocks under nonlinear loading // International Journal of Engineering. – 2021. – Т. 34. – № 3. – С. 750-755.
2. Karpikov A. V., Aliev R. I., Babyr N. V. An analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing at YS1 of the Northern field // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2020. – Т. 952. – № 1. – С. 012036.
3. Nzoussi-Mbassani P. Le cénomano-turonien de l'atlantique nord (bassin du sénégal): Environnement de dépôt et évolution diagénétique: дис. – Université d'Orléans, 2003.
4. Poplygin V. V., Pavlovskaja E. E. Investigation of the influence of pressures and proppant mass on the well parameters after hydraulic fracturing // International Journal of Engineering. – 2021. – Т. 34. – № 4. – С. 1066-1073.
5. Poplygin V. V., Wiercigroch M. Research of efficiency of complex non-stationary impact on layer with high-quality oil // Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 7-12.

### **ПРИМЕНЕНИЕ ОПЦИЙ МНОВАРИАНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ДИЗАЙНА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ** **Ефременко И.В.**

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

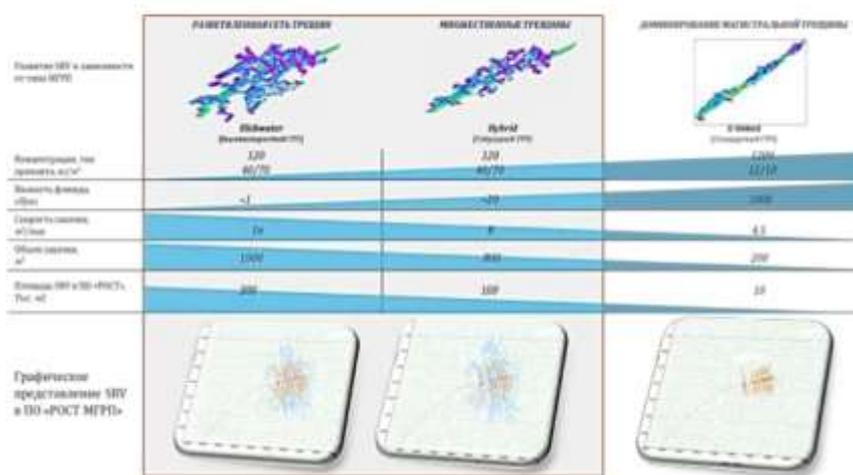
В настоящее время, вследствие истощения запасов традиционных месторождений нефти и газа, стала рентабельна разработка высокообводненных, а также так называемых тяжелых нефтей, характеризующихся большим содержанием асфальтенов и плотностью, что не только приводит к усложнению способов её извлечения на поверхность, но и существенно удорожает процесс за счет применения новых технологий. Рентабельная добыча нефти в вышеперечисленных условиях стала возможна за счет проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), а в особенности применения данной технологии в горизонтальных скважинах. Применение МГРП приводит к увеличению площади контакта пласта со скважиной, что способствует увеличению дебита и коэффициента извлечения нефти. Перед проведением работ по гидроразрыву пласта специалисты составляют дизайн работ, основывающийся на геомеханических свойствах горных пород и жидкости гидроразрыва. Модель проведения работ может сильно отличаться от реальности в виду неполноценности этих данных, а также из-за неопределенности в величине анизотропии и расчетах напряженно деформированного состояния горных пород. Для уточнения данных и калибровки модели проводится Мини ГРП, при котором используются полномасштабные скорости нагнетания и относительно большие объемы жидкости. После проведения Мини ГРП становятся известны такие характеристики породы как: давление смыкания и эффективное давление, трение в перфорации и призабойной зоне [2]. Несмотря на многочисленные подготовительные этапы, проблемы возникают при проведении 70 – 80 % всех операций ГРП. Основной сложностью является предсказание распространения трещины. При проведении гидроразрыва важно не только создать систему новых трещин, но и эффективно использовать уже имеющиеся природные, при этом в идеале рост трещины должен быть ограниченно направлен для создания канала движения флюида и отсутствия перекрестного вскрытия водоносных горизонтов, так как это будет способствовать сильному увеличению обводненности. Для решения данной проблемы необходим комплексный подход с возможностью рассмотрения различных результатов проведения МГРП.

Применение опций многовариантности в математической модели гидроразрыва пласта представляет собой мощный инструмент для учета различных вариантов развития событий, условий и параметров, которые могут повлиять на результаты проведения данной технологии. Важно понимать, что при планировании и проведении гидроразрыва пласта существует множество неопределенностей и переменных, которые могут значительно влиять на успешность операции. Например, одним из факторов, который можно учесть с помощью опций многовариантности, является изменение физико-химических свойств пласта. Различные варианты значений параметров, таких как проницаемость и пористость пласта, позволяют оценить какие изменения в этих характеристиках могут повлиять на эффективность гидроразрыва и выбрать оптимальную стратегию действий. Кроме того, опции многовариантности также позволяют учесть вариации в технологических параметрах проведения гидроразрыва, таких как объем используемого пропанта, давление в скважине, скорость закачки жидкости и многие другие. Моделирование различных сценариев позволяет выявить те комбинации параметров, которые могут привести к оптимальным результатам при максимальном эффекте и минимальных рисках.

В Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах активно ведутся работы по разработке Баженовской свиты, характеризующейся небольшой толщиной, низкой проницаемостью и сетью природных трещин. Применение опции многовариантного моделирования показало крайнюю эффективность для данного направления разработок, так как меняя различные входные условия мы можем видеть кардинальные различия в результате [1]. Для построения дизайна использовались геологические характеристики месторождения, полученные из исследовательских скважин, а также такие изменяемые характеристики как: вязкость, объём и расход жидкости, фракция и масса пропанта. При рассмотрении 729 вариантов был получен результат, показывающий наиболее

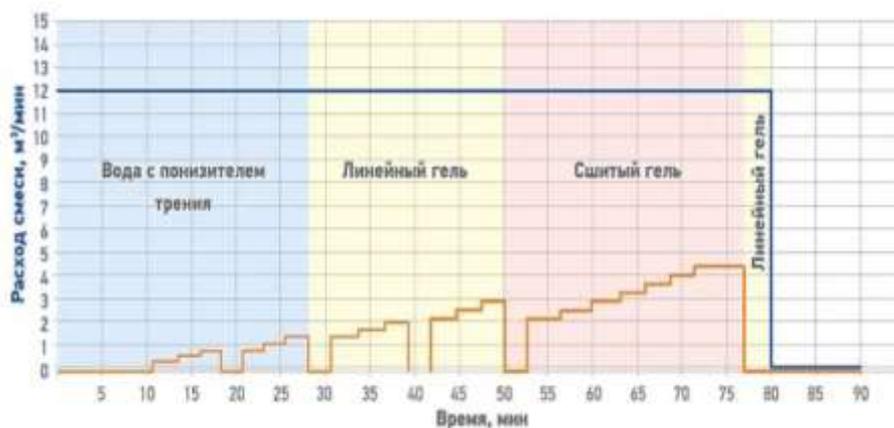
## СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

эффективный дизайн проведения МГРП (рис. 1). Для эффективного закрепления естественных трещин наиболее результативно применение проппанта мелкой фракции, а использование крупной в свою очередь целесообразно в призабойной зоне пласта для создания трещин высокой проводимости. Говоря о типе закачиваемой жидкости, наиболее эффективными стали жидкости на основе так называемой скользкой воды (технология Swickwater) а также линейные гели. При увеличении объёма используемых жидкостей в пределах 8 м<sup>3</sup>/мин для линейных гелей и 12 м<sup>3</sup>/мин для маловязких способствует эффективному росту стимулированного объёма резервуара (SRV)). При превышении этих показателей происходит снижение площади SRV за счет роста трещин гидроразрыва в высоту, уменьшение объёма расхода жидкости также значительно снижает этот показатель. Использование же высоковязких жидкостей, даже при условии большого расхода не влечет за собой существенного увеличения SRV. Ещё одной важной переменной является масса проппанта. При использовании маловязкой жидкости и линейного геля увеличение массы с 40 до 70 т. влечет значительное увеличение площади SRV. Увеличение массы проппанта с 70 до 120 т. не приводит к заметному увеличению объёма так как достигается пороговое значение. Применение сшитого геля и проппанта любой фракции не приводит к значительному увеличению площади SRV за счет создания практически планарной трещины и отсутствия инициации естественных трещин.



**Рис. 1. Зависимость распространения трещин**

Наиболее эффективным дизайном при изменении начальных параметров оказался вариант, совмещающий все положительные стороны предложенных технологий (рис. 2). Он включает в себя использование трех различных типов жидкости, а также уменьшение объёма жидкости продавки между проппантными пачками, что уменьшает деградацию сети трещин [1]. Для переноса проппанта на маловязких жидкостях используется высокорасходный флот гидравлического разрыва пласта. Закачка проппантных пачек с постепенным увеличением концентрации способствует закреплению более мелких и удаленных трещин, а также увеличению проводимости от удаленной стимулированной зоне к призабойной. Использование сшитого геля только на последних стадиях проведения МГРП приводит к уменьшению загрязнения трещины продуктами деструкции геля.



**Рис. 2. План проведение МГРП**

Использование опций многовариантности в модели МГРП означает, что мы рассматриваем несколько вариантов действий и их последствий при планировании и проведении операции. Это позволяет учесть различные

возможности и альтернативы, что в свою очередь помогает улучшить качество и точность прогнозов. При использовании этого подхода мы можем сделать более обоснованные решения при выборе стратегии гидроразрыва, учитывая различные сценарии развития событий и их вероятные последствия. Таким образом, использование опций многовариантности в модели МГРП не только повышает точность и достоверность прогнозов, но также помогает спланировать действия таким образом, чтобы максимально эффективно использовать ресурсы и минимизировать риски. Этот подход позволяет повысить эффективность работы и обеспечить успешное выполнение операции по многоступенчатому гидроразрыву пласта.

Литература

1. Кашапов Д. В. Совершенствование методов гидравлического разрыва пластов баженовской свиты Западной Сибири: специальность 2.8.4 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: Диссертация на соискание кандидата технических наук / Кашапов, Д. В.; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2022. – 175 с.
2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. – 2007.

**РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН ВДОЛЬ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОЛОСТИ**

**Ефремов Р.А.<sup>1,2,3</sup>, Горячева А.Е.<sup>1,3</sup>**

<sup>1</sup>*Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

<sup>2</sup>*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

<sup>3</sup>*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

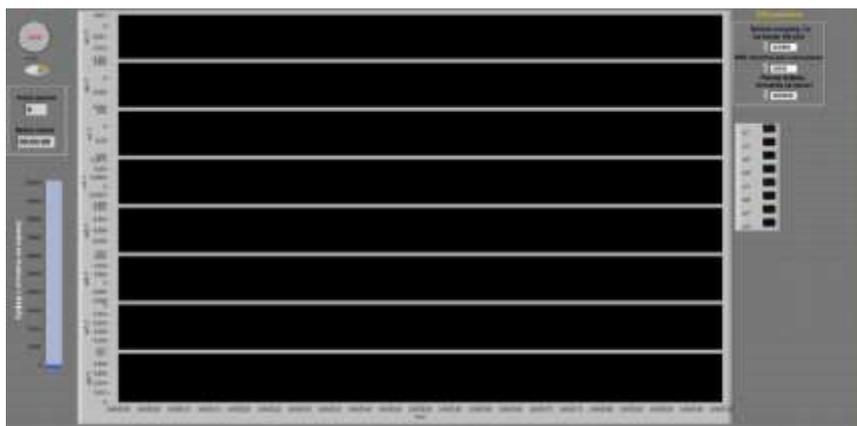
Обеспечение безопасности при проходке и эксплуатации подземных выработок, тоннелей и других подземных сооружений является одной из ключевой задач. Проектирование подобных объектов основывается на результатах петрофизического и геофизического исследования скважин, пробуренных в пределах площади целевых объектов. Однако пространственного разрешения таких данных недостаточно для восстановления параметров и границ геологической среды, определения областей в массиве с повышенной неустойчивостью, водоотдачей, трещинами и разломными зонами. Определение точного расстояния от опасных для проходки участков или структур до тоннелепроходческого комплекса является актуальной задачей.

Исследования на основе поверхностных волн успешно применяются при инженерно-геологических изысканиях, при оценке сейсмической безопасности (сейсмическое микрорайонирование) и в других приложениях, связанных с изучением верхней части геологического разреза на глубины порядка нескольких десятков метров. Известно, что поверхностные волны, обладающие дисперсионными свойствами, распространяются вдоль тоннелей, шахт, поверхностей подземных сооружений. В работах [1, 5] исследовались возможности существования различных типов волн (радиально-симметричные, изгибные, спирально-винтовые и др.) на поверхности цилиндрической полости (тоннелях) в однородном упругом пространстве. В представленных работах показано, что различные типы волн, за исключением изгибных, обладают дисперсией.

Перспективными к исследованию и дальнейшему применению являются два типа методов мониторинга критических участков массива горных пород в окрестности подземных сооружений. Первый тип методов ориентирован на обнаружение разломов, трещин, пустот и других объектов, приводящих к отражению и рассеянию поверхностных сейсмических волн. Второй тип методов ориентирован на мониторинг изменения свойств массива горных пород на основе наблюдений изменения скоростей прохождения и поглощения поверхностных сейсмических волн. Данная работа посвящена разработке лабораторных средств исследования распространения поверхностных волн вдоль цилиндрической полости внутри массива горных пород при активном воздействии.

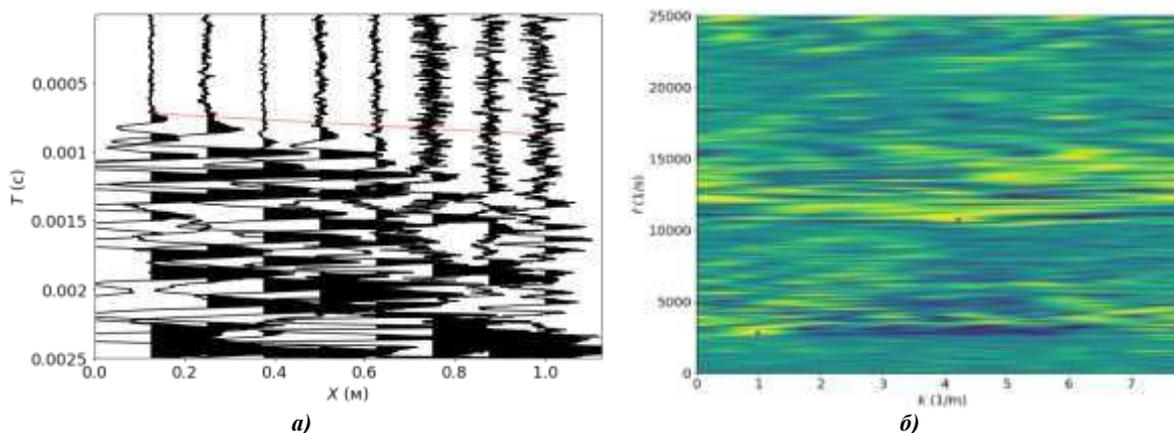
**Настройка аппаратуры и разработка программного обеспечения.** В качестве модельного материала был выбран мраморный массив размерами: ширина - 1 м., высота - 1 м., длина - 2 м., на котором была проведена серия экспериментальных исследований в ходе проведения работы. Для моделирования технической полости, скважины, тоннеля, вдоль блока была выбурена скважина. Крепление датчиков с пьезокерамическим типом регистрации осуществлялось с использованием магнитов. Фиксация выполнялась вдоль ствола скважины на двухкомпонентную смолу. Датчики, в количестве 9 штук, накручиваются на специальное металлическое основание, которое устанавливается на магнит образуя линейную систему наблюдения.

Для регистрации сигнала использовался аналого-цифрового преобразователя (АЦП) модуль *National Instruments USB-6251*, со скоростью оцифровки позволяющей записывать 8 каналов с частотой дискретизации 125 кГц. При регистрации сигнала используются усилители *Bruel Kjaer 2635* с высоким коэффициентом усиления на высоких частотах в комплексе с малозумным усилителем заряда. Регулировка чувствительности осуществляется в трех десятичных диапазонах выходного напряжения, что позволяет выбрать калиброванное выходное напряжение в пределах от 1 мВ до 10 В при работе с вибродатчиками различной чувствительности. Для работы с АЦП была написана программа в среде разработки *LabView*, которая выводит на экран сейсмическую запись в реальном времени, позволяет изменять частоту дискретизации сигнала и производить запись и сохранение сигнала. Интерфейс программы показан на рисунке 1. Сохранение записи эксперимента происходит в *tdms* формат, дальнейшая обработка сигналов выполняется в среде языка программирования *Python*.



**Рис. 1. Интерфейс программы, в которой выполняется запись экспериментов**

Для апробации работоспособности всей системы была выполнена серия экспериментов, датчики расположены на расстоянии 125 мм, пьезокерамический источник располагается вначале скважины, тип источника – вертикальный удар. В ходе эксперимента на источник подавался обратный импульс величиной 5 Вольт, с целью повышения соотношения сигнал/помеха выполнялось накопление сигнала, то есть эксперимент воспроизводился 100 раз. Сейсмограмма, полученная в ходе одного эксперимента с 8-ми акустическими датчиками, показана на рисунке 2а.



**Рис. 2. а) Сейсмограмма, полученная в ходе эксперимента, красная прямая – годограф первых вступлений, скорость наклона 5600 м/с; б) амплитудный  $f$ -спектр, представленной сейсмограммы, скорость между точками 2500 м/с, что соответствует скорости поверхностной волны**

На этапе обработки к данным был применён пропускающий фильтр низких частот до 25 кГц с целью выделить поверхностную волну. На следующем этапе к отфильтрованным данным применено дискретное двумерное преобразование Фурье по временным и пространственным частотам, амплитудный спектр показан на рисунке 2б.

**Выводы.** В ходе работы была разработана экспериментальная система для изучения распространения поверхностных волн вдоль цилиндрической полости внутри массива горных пород при активном воздействии. Для апробации разработанных средств и методики регистрации была проведена серия экспериментальных исследований, результаты которой подтвердили наличие поверхностной волны в тоннеле, дальнейшее развитие работ будет ориентированно на тестирование различных методик возбуждения поверхностной волны с целью изучения дисперсии целевых волн.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-27-00192.

#### Литература

1. Грешневиков К. В., Жабо Г. П. Распространение осесимметричных волн на поверхности цилиндрической полости в упругой среде // Письма в Журнал технической физики. – 2013. – Т. 39. – № 24. – С. 55-62.
2. Тютюкин В. В., Бойко А. И. Спирально-винтовые нормальные волны вблизи цилиндрической полости в упругой среде // Акустический журнал. – 2010. – Т. 56. – № 2. – С. 162-165.
3. Boström A., Burden A. Propagation of elastic surface waves along a cylindrical cavity and their excitation by a point force // The Journal of the Acoustical Society of America. – 1982. – Т. 72. – № 3. – С. 998-1004.
4. Ellefsen K. J., Cheng C. H., Toksöz M. N. Elastic wave propagation along a borehole in an anisotropic medium // SEG Technical Program Expanded Abstracts 1990. – Society of Exploration Geophysicists, 1990. – С. 14-17.
5. Stilke G. On elastic surface waves at a cylindrical hole in an infinite solid // Geophysical Prospecting. – 1959. – Т. 7. – № 3. – С. 273-286.

**ИЕРАРХИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН  
И ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ**

**Земзюлин Е.В.**

*Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия*

Некоторые месторождения газового конденсата в северной части Западной Сибири характеризуются сложным геологическим строением, высоким коэффициентом аномальности пластового давления, а также низкими фильтрационными свойствами, высоким конденсатогазовым фактором. При разработке подобных месторождений, в условиях наличия инфраструктурных и иных ограничений одной из главных задач оперативного управления является максимизация добычи газового конденсата при неизменном суммарном отборе газа.

Режим эксплуатации газоконденсатных скважин и промысловой системы зависит от фильтрационно-емкостных свойств пласта, конструкции скважин, используемых методов интенсификации притока, конфигурации газосборной сети (ГСС). Причем для продуктивных отложений с низкой проницаемостью (например ачимовских) значительное влияние на режим работы скважин оказывают ограничения на допустимые значения дебитов (депрессий) и давлений на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ), ограничения на пропускные способности внутрипромысловых газопроводов. Также следует учитывать противодействие, создаваемое со стороны системы промыслового газосбора.

Предлагается метод, представляющий собой комплекс алгоритмов, предназначенный для решения задачи, которая формулируется следующим образом: определить на текущий момент времени такое распределение заданной суммарной производительности УКПГ по газу между скважинами, при котором достигается максимальный суточный отбор газового конденсата при выполнении ограничений на допустимые значения дебита каждой скважины по газу и пропускной способности каждого элемента промысловой ГСС [3].

Для математической формулировки поставленной задачи введем обозначения:

- $Q_{Gi}$  – дебит газа  $i$ -й скважины,  $i \in I$ ;
- $Q_{ki}(Q_{Gi})$ , – зависимость дебита конденсата и газа  $i$ -й скважины от дебита газа;
- $Q_{Gimin}, Q_{Gimax}$  – соответственно, минимальный и максимальный дебит газа, обусловленный технологическими ограничениями эксплуатации скважин;
- $Q_{Gj}$  – расход газа  $j$ -го внутрипромыслового трубопровода,  $j \in J$ ;
- $Q_{kj}(Q_{Gj})$ , – зависимость расхода конденсата  $j$ -го внутрипромыслового трубопровода от расхода газа;
- $Q_{Gjmin}, Q_{Gjmax}$  – соответственно, минимальный и максимальный расход газа, обусловленный технологическими ограничениями эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов;
- $Q$  – заданная суммарная производительность всех скважин по газу.

Теперь задача оперативного управления скважинами и элементами ГСС, оптимального по критерию максимума добычи конденсата, для текущего момента времени  $t$  приобретает вид:

$$\sum_{i=1}^n Q_{ki}(Q_{Gi}) \rightarrow \max_{Q_G} \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_{Gi} = Q \quad (2)$$

$$Q_{Gimax} \geq Q_{Gi} \geq Q_{Gimin}, \quad i \in I. \quad (3)$$

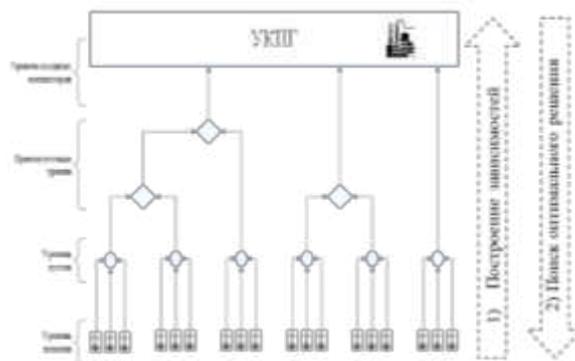
$$Q_{Gjmax} \geq Q_{Gj} \geq Q_{Gjmin}, \quad j \in J. \quad (4)$$

В работе представлен трехэтапный метод оптимального распределения по скважинам заданной производительности УКПГ по газу с учетом фактической конфигурации внутрипромысловой газосборной сети (ГСС). В качестве структуры ГСС рассматривается лучевая система сбора газа [4], которая широко используется при обустройстве газовых и газоконденсатных месторождениях.

Для решения задачи принимаем структуру внутрипромысловой газосборной сети в качестве исходных данных. Рассматриваемая в работе схема газосбора содержит все варианты, представленные на рисунке, что свидетельствует об универсальности предлагаемого алгоритма иерархической оптимизации и может быть применен для любой фактической конфигурации ГСС.

Для определенности будем считать, что ГСС состоит из 4-х уровней: 1 уровень скважин; 2 уровень кустов; 3 уровень общекустовых газопроводов и 4 уровень УКПГ. На 4-м уровне рассматривается одна УКПГ, т. е. рассматривается внутрипромысловая ГСС. Решение поставленной задачи в этом случае состоит из трех этапов.

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



**Рис. Схема иерархической оптимизации (1. Сложный вариант подключения; 2. Объединение потоков с двух кустов скважин в единый коллектор; 3. Индивидуальное подключение куста скважин к УКПГ; 4. Индивидуальное подключение скважины к УКПГ) [3]**

На первом этапе формируется исходная информация, т.е. для каждой скважины строятся зависимости дебита по конденсату от дебита по газу [1].

На втором этапе последовательно от скважин к УКПГ рассматривается каждый элемент внутривнепромысловый газосборной сети, и строятся зависимости трех уровней.

На третьем этапе на основе зависимостей, полученных на 2-м этапе, определяется распределение заданного суммарного по УКПГ отбора газа, оптимальное с точки зрения максимума отбора конденсата.

При решении задачи (1)-(4) для каждого уровня предлагается использовать модификацию метода неопределенных множителей Лагранжа [5], предложенную в работе [1].

Результат, полученный с применением предлагаемого алгоритма, рекомендуется проверять с помощью инструментов интегрированного моделирования для проверки условия отсутствия передавливания элементов системы друг другом.

### Литература

1. Амшинов Л. М., Земзюлин Е. В., Ермолаев С. А. Алгоритмы оптимизации дебитов скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые газоконденсатные залежи // Наука и техника в газовой промышленности. Учредители: ООО «Газпром проектирование». – № 4. – С. 61-66.
2. Ермолаев А. И., Земзюлин Е. В., Трубочева И. А. Оптимизация дебитов газоконденсатных скважин, вскрывающих низкопроницаемые пласты // Наука и техника в газовой промышленности. Учредители: ООО «Газпром проектирование». – № 2. – С. 23-28.
3. Ермолаев А. И., Земзюлин Е. В. Метод иерархической оптимизации дебитов газа скважин с учетом структуры газосборной сети на газоконденсатной залежи // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8. – № 2. – С. 50-57.
4. Коршак А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. – ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001.
5. Мину М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы. – Наука, 1990.

## АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПОВЕРХНОСТНОЙ СЕТИ СБОРА ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Ким В.В.

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

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

На текущий момент, когда нефтедобывающие компании сталкиваются с увеличивающимся давлением на сокращение капитальных затрат, построение оптимальных моделей систем сбора добычи углеводородов становится все более актуальным. Эти модели позволяют компаниям оптимизировать распределение ресурсов, улучшить эффективность добычи и снизить затраты на строительство и обслуживание инфраструктуры, что в итоге способствует повышению конкурентоспособности на рынке нефтяной промышленности [1].

Для оптимизации сети сбора поверхностных трубопроводов необходимы сбор и анализ данных. Операторы должны собирать информацию о расположении устьев скважин, характеристиках местности, дебитах, эксплуатационных расходах и других важных факторах. Затем эти данные анализируются для выявления областей, требующих улучшения и оптимизации. Поиск лучшего расположения трубопровода предполагает определение наиболее эффективного пути с учетом таких факторов, как рельеф местности, расстояние и экологические соображения. Оптимизация сети сбора позволяет операторам минимизировать затраты на транспортировку и снизить риск сбоев и отказов в работе трубопроводов. Оптимизация размеров трубопровода предполагает определение оптимального диаметра трубопровода с учетом таких факторов, как расход, требования к давлению и стоимость. Она позволяет операторам минимизировать потери на трение, снизить энергопотребление и повысить общую эффективность. Оптимизация эксплуатационных параметров включает в себя определение оптимальных условий

эксплуатации трубопроводов, таких как расход, уровень давления и график технического обслуживания. Оптимизируя эти параметры, операторы могут максимизировать производственные показатели, минимизировать время простоя и снизить эксплуатационные расходы. Многовариантные расчеты интегрированных моделей предполагают интеграцию различных моделей и алгоритмов для анализа и оптимизации сети сбора поверхностных трубопроводов. В этих расчетах одновременно учитывается множество переменных, что позволяет применять целостный подход к принятию решений [2].

Наиболее чувствительными параметрами для системы сети сбора будут те, которые могут повлиять на потери давления в трубопроводе и, следовательно, на итоговую производительность. В данном случае предлагается варьировать диаметр трубопровода, находить возможные варианты установки лупинга, диаметр штуцера. Для повышения итоговой добычи с помощью языка программирования python был написан код, способный анализировать потенциальную добычу от применения лупинга и ранжировать наилучшее место для его установки. Алгоритм заключается в создании лупинга на каждом из найденных трубопроводов. Затем следует ранжирование наилучшего места установки лупинга для получения наиболее эффективного прироста добычи. Для принятия окончательного решения рекомендуется провести экономическую оценку потенциальной добычи с учетом капитальных и эксплуатационных затрат на строительство и эксплуатацию лупинга.

Программное обеспечение GAP включает в себя собственный оптимизатор. Известно, что в GAP используется метод SQP (Sequential Quadratic Programming). Он рассчитывается по реакции каждого элемента системы. Перед началом работы важно определить некоторые параметры решателя и оптимизатора, такие как:

- Доля начального дебита скважины - позволяет уменьшить начальное приближение дебита скважины, чтобы с большей вероятностью удовлетворить ограничениям, сильно чувствительным к дебиту скважины.
- Возмущение давления/дебита - определяет величину изменения управляющего параметра при вычислении матрицы производных системы.
- Максимальный размер шага регулирует величину изменения параметров настройки. Увеличение размера шага ускоряет вычисления, но может привести к «плохому» решению.
- Параметр 1 - позволяет управлять некоторой техникой регулировки длины шага.
- Параметр 2 - чем больше его значение, тем менее «тщательно» ведется поиск оптимума. Меньшее значение может привести к увеличению добычи нефти.
- Параметр 3 - определяет размер подобластей, на которые делится все пространство решений и в каждой из которых ищется отдельный оптимум.

С помощью OpenServer можно использовать инструмент оптимизации с помощью библиотек python, таких как SciPy. Существует множество математических методов решения задач нелинейной оптимизации, например: Неддера-Мида, SLSQP, BFGS и др. Каждый из них требует нахождения целевой функции, целью которой является ее минимизация. Решение оптимизационной задачи – это поиск экстремума (минимума или максимума) некоторой целевой функции в некоторой области изменения (при заданных ограничениях) управляющих параметров. Задачи оптимизации можно разделить на задачи без дополнительных ограничений (оптимизация без ограничений) и с дополнительными ограничениями на управляющие параметры (оптимизация с ограничениями). Оптимизационные задачи можно разделить на задачи с непрерывными переменными, целыми переменными (ЦП) и смешанными переменными (ССП). Существует множество математических методов решения задач нелинейной оптимизации.

В данном подходе будет использован алгоритм оптимизации SLSQP для максимизации добычи нефти. В данном случае было несколько этапов:

1. Определение максимальных и минимальных значений по диаметру трубопроводов.
2. Применение метода минимизации из библиотеки SciPy Python.
3. Поскольку данный метод реализует метод минимизации, для максимизации использовался знак минус.
4. Для метода SLSQP требуется отдельное вычисление градиента.

Таблица

Результаты методов оптимизации поверхностной сети сбора

Метод оптимизации	Многовариантные расчеты	Оптимизаторы GAP	Оптимизатор Python
Оптимизация штуцера	2204.68	2225.82	2266.2
Оптимизация диаметра трубопровода	2188.3	-	2413.9
Оптимизация лупинга	2209.13	-	-
Затраченное время	Более часа	30 секунд	5 минут

#### Литература

1. Steinsbø M. et al. Integrated Operations—Observations From More Than 40 Field Evaluations // SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition. – SPE, 2008. – С. SPE-112217-MS.
2. Talabi O. A. et al. Integrated Asset Modeling: Modernizing the Perspective for Short-Term Forecasting and Production Enhancements //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 2016. – С. SPE-182496-MS.

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

**МЕТОДИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ  
ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ**

**Корнев А.И., Максимова Ю.А.**

Научный руководитель профессор М.В. Коровкин

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

Один из основополагающих параметров оценки качества добычи углеводородов как по всему месторождению, так и по отдельным его участкам – коэффициент извлечения нефти (КИН). Этот показатель рассчитывается и прогнозируется различными методами (статистические, эмпирические, экстраполяционные, гидродинамические, интегральные, методы аналогии и др.), учитывающие специфику системы разработки, геологию, а также доминирующую составляющую энергии пласта (вода, газовая шапка, нефтяной газ или нефть) [1, 2]. Последнее определяет режим работы залежи, который классифицируется на водонапорный режим, упругий режим, упруговодонапорный, газонапорный, режим растворенного газа, гравитационный. Они задаются при помощи уравнения материального баланса (УМБ), имеющий общий вид:

$$N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] + W_p \cdot B_w = N \cdot [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) \cdot B_g] + m \cdot N \cdot B_{oi} \cdot \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \frac{(1 - m) \cdot N \cdot B_{oi} \cdot (c_w \cdot s_w + c_f) \cdot \Delta P}{1 - S_{wc}} + W_e \cdot B_w \quad (1)$$

где  $N$  – нефтяные запасы,  $m^3$ ;  $N_p$  – добыча нефти (накопленная),  $m^3$ ;  $B_o$  – объемный коэффициент нефти,  $m^3/m^3$ ;  $B_{oi}$  – объемный коэффициент нефти (начальный),  $m^3/m^3$ ;  $B_w$  – объемный коэффициент воды,  $m^3/m^3$ ;  $B_g$  – объемный коэффициент газа,  $m^3/m^3$ ;  $B_{gi}$  – объемный коэффициент газа (начальный),  $m^3/m^3$ ;  $R_p$  – газовый фактор (накопленный),  $m^3/m^3$ ;  $R_s$  – газовый фактор (растворенный газ),  $m^3/m^3$ ;  $R_{si}$  – начальный газовый фактор (растворенный газ),  $m^3/m^3$ ;  $\Delta P$  – изменение пластового давления (среднее), Па;  $m$  – отношение начального порового объема углеводородной газовой шапки к объему нефтяной залежи в уравнении материального баланса, д.ед.;  $c_f$  – сжимаемость породы,  $1/Па$ ;  $c_w$  – сжимаемость воды,  $1/Па$ ;  $W_e$  – приток из законтурной области (накопленный),  $m^3$ ;  $S_{wc}$  – остаточная водонасыщенность, д.ед.;  $W_p$  – добыча воды (накопленная),  $m^3$  [3].

Некоторые вышеуказанные режимы имеют свое подстроенное УМБ согласно их характерным условиям формирования (табл.) [3, 4]:

*Таблица*

*Уравнения материального баланса режимов работ залежей*

Режим работы залежи	Условия образования	Формула	Условные обозначения
Водонапорный режим	Гидродинамическая связь, ФЕС ↑	$N = \frac{N_p \cdot B_o - (W_e - W_p)}{B_o - B_{oi} + (c_f + c_w \cdot s_{wr}) \cdot \Delta P \cdot \frac{B_{oi}}{(1 - s_{wr})}}$	$N$ – нефтяные запасы, $m^3$ ; $N_p$ – добыча нефти (накопленная), $m^3$ ; $B_o$ – объемный коэффициент нефти (начальный), $m^3/m^3$ ; $B_{oi}$ – объемный коэффициент нефти (текущий), $m^3/m^3$ ; $\Delta P$ – изменение пластового давления (среднее), Па; $c_f$ – сжимаемость породы, $1/Па$ ;
Упругий режим	Нефть расширяется	$N_p \cdot B_o = V_{oi} \cdot \Delta P \cdot \left( \frac{c_f}{S_{oi}} + \frac{c_o \cdot S_o}{S_{oi}} + \frac{c_w \cdot S_w}{S_{oi}} \right)$	$c_w$ – сжимаемость воды, $1/Па$ ; $c_o$ – сжимаемость нефти, $1/Па$ ; $c_e$ – эффективная сжимаемость породы, $1/Па$ ; $W_e$ – приток из законтурной области (накопленный), $m^3$ ;

<p>Упруговодонапорный режим</p>	<p>Вода создает давление (напор), нефть расширяется</p>	$N_p \cdot B_o = N \cdot B_{oi} \cdot \Delta P \cdot c_e + W_e - W_p \cdot B_w$	<p><math>S_{wr}</math> – остаточная водонасыщенность, д. ед.;  <math>S_w</math> – насыщенность воды, д. ед.;  <math>S_{oi}</math> – насыщенность нефти, д. ед.;  <math>W_p</math> – добыча воды (накопленная), м<sup>3</sup>.</p>
---------------------------------	---	---	---

Для того, чтобы регулировать и улучшать показания КИН, поддерживая этот показатель до проектных отметок, необходимо контролировать текущее состояние добычи с помощью специальных компьютерных инструментов-симуляторов, позволяющих помимо мониторинга проводить планирование геолого-технических мероприятий. Система мониторинга включает в себя геологическое и гидродинамическое моделирование, расчёт основных показателей разработки, оценка и прогноз их изменений (рис. 1) [5]:



Рис. 1. Краткая последовательная схемы мониторинга текущей системы разработки нефтяного месторождения

Универсальный метод, который можно подстроить под вышеописанную схему-блочный факторный анализ БФА рассматриваемого объекта разработки. В этом инструмент входит учет тех параметров, определяющих геолого-технические условия, блоки и размеры этих блоков, а также отвечающих запросам поставленных задач (рис. 2).

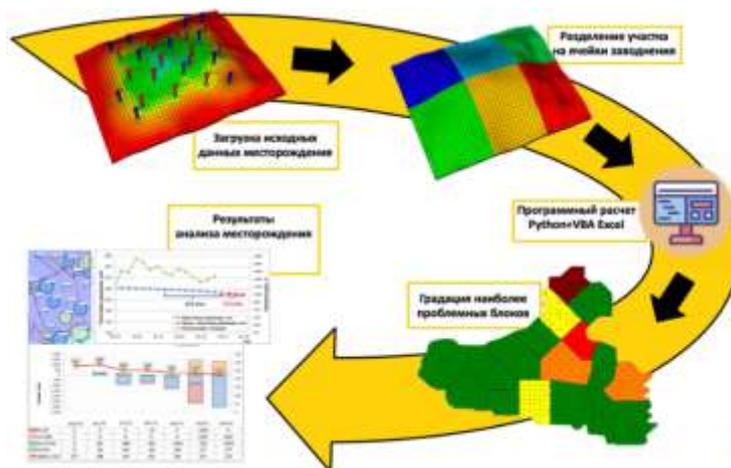


Рис. 2. Краткая схема реализации функционала БФА объекта разработки

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

БФА программируют в специальных языках программирования «Python», «C++» или своих программных продуктах. Однако наиболее частые примеры элементов БФА встречаются в «VBA Excel» в форме кода или макросов, так как для пользователя удобна как использования готовых скриптов с проверкой их корректности, так и конвертация данных в другие программные продукты (tNavigator, Petrel, PH-ГРИД и т.д.) [6, 7].

КИН регулируется комплексным методом применения систем мониторинга и анализа рассматриваемых участков, на наиболее проблематичных блоках проводят подбор и симуляцию ГТМ, которые приведут к повышению КИН к проектным показателям с минимальными затратами ресурсов как технических, так и экономических. Плюс комплекс работает как с ГТМ, влияющие на все месторождение (сетка скважин, количество добывающих и нагнетаемых скважин, разбуривания скважин), так и точно на единичные скважины-кандидаты, которые влияют и на геологию пласта, как например гидравлический разрыв пласта (ГРП). [7, 8] Последний указанный ГТМ, ГРП, применялся в комплексе с усовершенствованной версией БФА с проактивным анализом, давший положительные первые результаты расчета геометрии трещины ГРП, увеличив продуктивность скважины, то есть фактический дебит нефти вырос, а соответственно и КИН рассматриваемого блока.

### Литература

1. Люгай Д. В., Минаков И. И., Буракова С. В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 10-18.
2. Корнев А. И. Анализ геологического параметра режим работы залежи, перспектива его изучения и использования для разработки месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика КИ Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. Т. 2. – Томск, 2019. – 2019. – Т. 2. – С. 49-52.
3. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика. – 2008.
4. Квеско Б. Б., Карпова Е.Г. Подземная гидромеханика: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130304.65 «Геология нефти и газа» и по направлению подготовки магистров 130500.68 «Нефтегазовое дело» // Федеральное агентство по образованию, Гос. Образовательное учреждение высш. проф. образования «Нац. исслед. Томский политехнический ун-т». – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. – 167 с. – ISBN 978-5-98298-630-6.
5. Рублев А. Б. и др. Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 33-41.
6. Полякова Н. И., Максимова Ю. А., Зятиков П. Н. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов // Известия ТПУ. – 2020. – № 10.
7. Корнев А. И. Моделирование гидравлического разрыва пласта с применением метода блочно-факторного анализа в процессе разработки нефтяных месторождений. – 2023.
8. Корнев А. И., Моделирование гидравлического разрыва пласта с применением метода блочно-факторного анализа в процессе разработки нефтяных месторождений: магистерская диссертация / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. Ю. А. Максимова. – Томск, 2023.

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ**

**Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М.**

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

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

На сегодняшний день перед нефтегазовым сектором стоит ряд технологических вызовов. В соответствии с Энергетической стратегией развития Российской Федерации на период до 2035 года одним из приоритетных направлений является развитие энергосбережения и повышение энергоэффективности топливно-энергетического комплекса. Показателем решения данных задач является коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) - не менее 90 % к 2024 году [1].

Однако, ввиду ограничений пропускной способности наемной инфраструктуры, роста линейного давления и прорывов газа по скважинам, нефтегазовые компании регулярно сталкиваются с проблемой утилизации газа. Для выполнения целевых ориентиров по полезному использованию газа приходится останавливать часть добывающего фонда по причине «Ограничение по газу».

Цель работы – разработка технологии для снижения потерь, связанных потерями по причине «Ограничение по газу».

Задачи:

- 1) провести анализ существующих решений;
- 2) сформировать собственную гипотезу;
- 3) провести комплексные расчеты;
- 4) оценить экономический эффект;

Одним из решений проблемы утилизации попутного нефтяного газа является модернизация инфраструктуры. Однако, несмотря на получение дополнительной прибыли от сдачи газа, данный процесс требует значительных временных и денежных затрат.

При наличии необходимой инфраструктуры, эффективно использовать компрессорное оборудование для закачки газа обратно в пласт. Несмотря на высокую производительность, данное оборудование является дорогостоящим, что делает его использование ограниченным при определенных условиях.

Альтернативным вариантом использованием ПНГ является выработка электроэнергии на собственные нужды нефтегазодобывающих промыслов. Среди недостатков данного решения можно выделить необходимость в импортном оборудовании и низкий уровень рентабельности проекта (PI).

Простой, мобильной и экономически выгодной технологией утилизации газа является закачка газа обратно в пласт при помощи устьевого струйного устройства (УСУ). Принцип действия УСУ основан на передаче кинетической энергии рабочего вещества перекачиваемому (рис. 1). В традиционном варианте УСУ применяют с целью снижения давления в затрубном пространстве добывающих скважин [2].

Новизна работы заключается в применении УСУ в целях закачки добываемого газа обратно в пласт с использованием нагнетательных скважин. Для этого предлагается установить УСУ на манифольд нагнетательной скважины, а газ откачивать напрямую из затрубного пространства близрасположенной добывающей скважины и поставлять до УСУ при помощи газопровода. Полученная водогазовая смесь закачивается обратно в пласт.

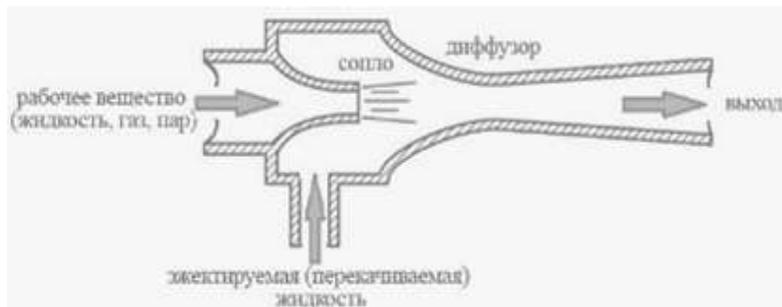


Рис. 1. Принцип действия устьевого струйного устройства

При помощи статической модели в GAP подтверждена возможность закачки целевого объема газа, оценена вероятность гидратообразования, определен режим течения. Выявлено, что при температуре флюида свыше 10 °С выпадение гидратов не наблюдается при любом из режимов. Дополнительно рассчитан режим течения водогазовой смеси по стволу скважины – от стержневого до слоистого. Данный режим течения позволяет сделать вывод об отсутствии негативного влияния на оборудование.

При помощи динамической модели в динамическом симуляторе мультифазного потока OLGA определен необходимый рабочий диапазон системы путем построения зависимости буферного давления от комбинаций расхода воды и газа (рис. 2).

Подбор конструкции производился таким образом, чтобы минимизировать давление на входе в УСУ. В первом приближении подобрана конструкция УСУ, позволяющая работать в целевой области. Для целевой закачки газа (15 000 м<sup>3</sup>/сут) необходимо обеспечить буферное давление порядка 115 бар (рис. 3).

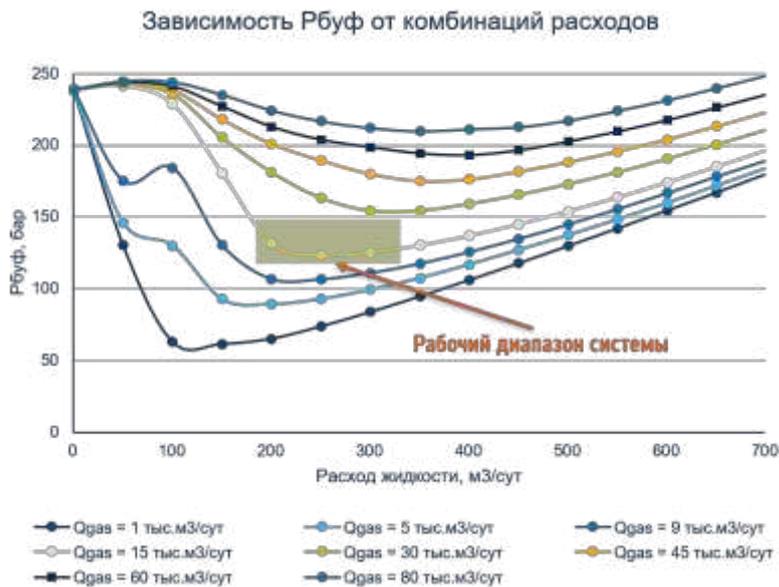


Рис. 2. Расчет рабочего диапазона системы

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

Стоимость решения на одну скважину с учетом монтажных и пуско-наладочных работ составляет порядка 1 млн. руб. При расчетной производительности УСУ по газу от 15000 м<sup>3</sup>/сут, дополнительная добыча жидких углеводородов составит около 3 тонн/сут, что эквивалентно 11 млн. руб./год.

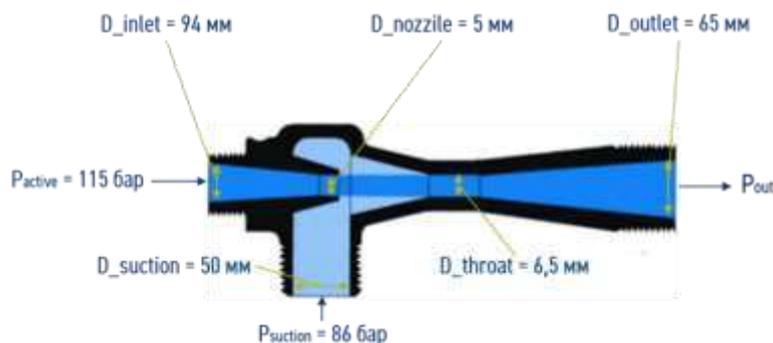


Рис. 3. Подбор конструкции УСУ

Таким образом, по итогам проведения испытаний ожидается снижение потерь от простаивающего фонда по причине «Ограничение по газу» за счет высвобождения дополнительных мощностей по газовой инфраструктуре и запуска остановленных скважин.

### Литература

1. Воронин Г. П. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года // Стандарты и качество. – 2020. – № 11. – С. 1-1.
2. Осичева Л. В. Разработка технологии утилизации попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата: дис. – М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.

## АНАЛИЗ ПРОЦЕССА СЕДИМЕНТАЦИИ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК В НЕНЬЮТОНОВСКОЙ ЖИДКОСТИ

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

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

Завершающим этапом строительства большинства интервалов скважин является спуск обсадной колонны. Этот процесс один из наиболее важных и ответственных, так как успешный спуск является своеобразным результатом всех финансовых и трудовых вложений, а возникновение осложнений и аварийных ситуаций может привести к масштабным проблемам вплоть перебуривания интервала или целой скважины. Нередко на этапе спуска обсадных колонн в наклонно-направленные и горизонтальные интервалы наблюдаются проблемы, связанные с дифференциальным и механическим прихватом колонн, разъединением по резьбовым соединениям и падением колонны на забой, а также «неход» колонны до проектного забоя. Использование химически инертных твердых смазывающих добавок представляет собой перспективное решение для предотвращения проблем, связанных с сопротивлением со стороны стенок скважины при спуске обсадных колонн в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Эти добавки могут улучшить смазывающие свойства буровых растворов, снижая трение между обсадной колонной и стенками скважины [2].

Твердые смазывающие добавки представляют собой микрошарики малого диаметра (100 – 700 мкм) из различных материалов: стеклянные, керамические, полимерные. Сами по себе шары химически инертны и их ввод в буровой раствор не требует каких-либо дополнительных химических реагентов и специального оборудования. Находясь в составе бурового раствора, они не меняют его свойства и внедряются в фильтрационную корку, способствуя снижению коэффициента трения.

Недостатком данной технологии является сложность ее применения в процессе бурения, так как большинство микрошариков легко удаляются оборудованием системы очистки бурового раствора. Спустя один цикл циркуляции раствора после добавления микрошариков большая их часть будет удалена из раствора. Еще один недостаток связан с тем, что при установке пачек с повышенным содержанием смазывающих добавок, в том числе и микрошариков, последние имеют свойство оседать под действием силы тяжести. Так, в процессе подъема инструмента для дальнейшего спуска обсадной колонны раствор в скважине находится продолжительное время без движения, что является благоприятной средой для седиментации микрошариков. Осевшие на забой или на нижнюю стенку горизонтальной скважины микрошарики могут оказаться серьезным препятствием при спуске колонны.

Поэтому определение скорости седиментации микрошариков в буровых растворах является важной задачей, результатом которой является обеспечение безаварийного спуска обсадной колонны в наклонно-направленные и горизонтальные скважины, предотвращение остановки производственных процессов и дополнительных финансовых

затрат. Верная оценка необходимой реологии бурового раствора позволит повысить эффективность применения твердых смазывающих добавок и резко повысить шанс «доспуска» обсадной колонны.

В связи с тем, что буровой раствор не является неньютоновской жидкостью, однозначное и точное определение скорости оседания микрошариков представляется сложной задачей, так как скорость оседания будет зависеть от концентрации полимеров, обеспечивающих его реологию. Для оценки зависимости скорости оседания от реологии бурового раствора, которая определяется в первую очередь концентрацией полимеров, был произведен замер скорости седиментации микрошариков в водных растворах ксантановой камеди различной концентрации (от 3 до 5 кг/м<sup>3</sup>).

Приготовление раствора осуществлялось по технологии, описанной в ГОСТ 56946-2016 [1], для определения реологических параметров растворов биополимеров. В получившийся раствор добавлялись микрошарики в концентрации 25 кг/м<sup>3</sup>. В данном исследовании применялись микрошарики, состоящие из полимерного материала с истинной плотностью 1,35 г/см<sup>3</sup>. После тщательного перемешивания в течение 5 минут раствор заливался в мерный цилиндр, где осуществлялось дальнейшее отстаивание и контроль процесса седиментации.

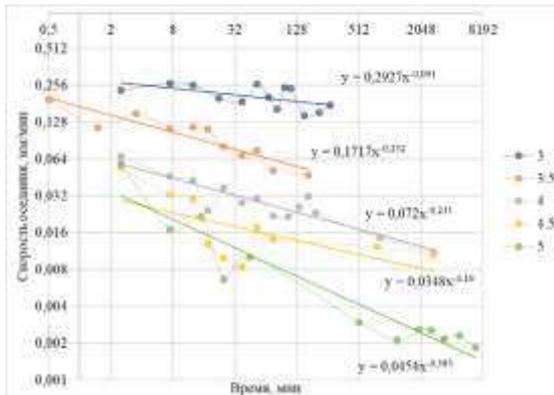


Рис. 1. Изменение скорости оседания твердых микрошариков со временем при различных концентрациях ксантановой смолы

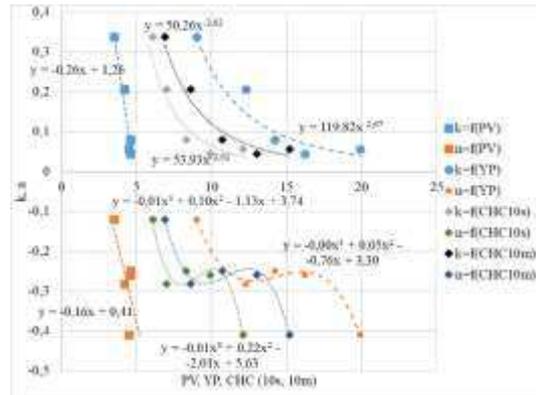


Рис. 2. Зависимость между коэффициентами в уравнении скорости оседания твердых микрошариков и реологическими параметрами бурового раствора

На рисунке 1 представлено распределение значений скоростей оседания микрошариков в процессе замера в билогарифмических координатах. Все эти распределения наилучшим образом коррелируются степенной функцией вида:

$$v(t) = kt^n, \quad (1)$$

где  $v(t)$  – значение скорости оседания в момент времени  $t$ , мм/мин;  $k$ ,  $n$  – рациональные коэффициенты.

В свою очередь, коэффициенты  $k$  и  $n$  из уравнения (1) имеют зависимость от реологических параметров раствора, в котором отслеживалась седиментация. Основываясь на ограниченной выборке и малом числе экспериментов, можно предположить наличие корреляции между данными коэффициентами и такими параметрами раствора, как пластическая вязкость (ПВ), динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига (СНС) за 10 секунд и 10 минут. Основываясь на уравнениях изменения скорости оседания со временем (рис. 1) получаем зависимости, представленные на рисунке 2.

Коэффициент  $k$  характеризует скорость оседания частиц, т.е. совокупность гравитационной силы, силы Архимеда и силы сопротивления движению со стороны раствора, действующих на частицу. Коэффициент  $n$  определяет интенсивность изменения скорости оседания. Анализируя полученные графики, можно сделать следующие выводы:

1. Скорость оседания твердых микрошариков в неньютоновских жидкостях, соответствующих реологической модели Бингама, в частности в водном растворе ксантановой смолы, подчиняется степенному закону вида  $v(t) = kt^n$ , где скорость является функцией, зависящей от времени нахождения системы без внешнего на нее воздействия.
2. Параметры степенной зависимости скорости движения частиц зависят от реологических параметров раствора: пластической вязкости, динамического и статического напряжения сдвига.
3. Рост реологических параметров ведет к изменениям коэффициентов в «степенной зависимости», которые в свою очередь снижают скорость оседания частиц на всем временном промежутке, а также увеличивают темп снижения скорости до значений, близких к нулю.

#### Литература

1. 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 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200135747>.

2. Михеев М.А. Обеспечение безаварийного спуска обсадных колонн в скважинах сложного пространственного профиля [Текст] / М.А. Михеев, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2021. – № 10. – С. 11–14.

### **КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ПО СГЛАЖИВАНИЮ ТРЕНДОВ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА БАЗЕ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ**

**Кучерова Ю.Д.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

В рамках продолжающейся цифровой трансформации многие компании сосредоточили использование цифровых инструментов на базе особого структурного подразделения – центра управления добычей (ЦУД), работа которого направлена на увеличение операционной эффективности и осуществление среднесрочного планирования.

Интегрированная модель выступает инструментом для оцифровки возможных сценариев промышленной добычи и позволяет увидеть последствия вносимых изменений при работе активов, предвидеть эффект проводимых мероприятий [3].

Несмотря на универсальность применяемого комплекса инструментов, каждому отдельно взятому нефтегазодобывающему предприятию и его объектам требуется своя система адаптации при использовании цифровых решений. От качества настройки модели, производственных процессов и их показателей, зависит то, как происходит взаимодействие готовой цифровой инфраструктуры с реальными процессами, происходящими на производстве, то есть точнее соотносятся фактические и плановые показатели, соответственно, целевой результат компании будет эффективнее [4].

С точки зрения выбора факторов для оптимизации по результатам изучения структуры и основных задач, выполняемых инструментами на базе ЦУД возможно использование нескольких подходов: оптимизация циклов проведения операций, пересмотр технологических режимов или совершенствование процесса нормализации поступающих данных для дальнейшей обработки.

Однако несмотря на существующие примеры успешного разрешения проблем по оптимизации технологических процессов, отмечаются сложности при обосновании целесообразности вмешательства в установившийся сложный технологический процесс. В связи с этим в работе предлагается использование резервного подхода, связанного с нормализацией данных [1].

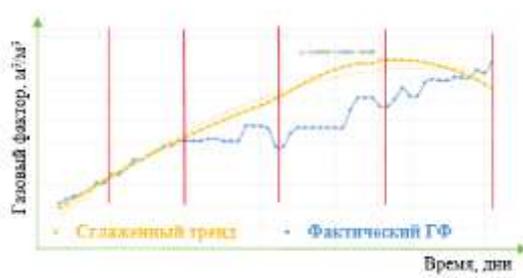
Так, процесс «очистки» данных и их дальнейшего трендового прогнозирования требуется и при определении одного из главных показателей процесса разработки и эксплуатации месторождений – газового фактора (ГФ).

Важность мониторинга этого показателя обусловлена тем, что динамика изменения газового фактора характеризует энергетическое состояние залежи, дает возможность прогнозировать объемы газа, которые будут добыты.

В качестве базисного метода, позволяющего выявлять тенденции развития в ряде динамики, производить сглаживание временных рядов, был выбран метод аналитического выравнивания динамического ряда. Однако использование стандартной теории не учитывает особенностей физики процесса (рис. 1), происходит лишь усреднение всего ряда [2].



**Рис. 1. Первичный тренд при использовании базового приема выравнивания**



**Рис. 2. Настройка математической модели с учетом физики процесса**

Для решения проблемы предлагаем разработку комплексной методики по сглаживанию трендов газового фактора для получения более чувствительных линий, осуществления качественной нормализации данных.

Тренд графика после отбраковки и фильтрации отражает фактические значения газового фактора с отбраковкой по исключению наименьших и дублирующихся значений с течением времени, представляет собой полиномиальную зависимость второго порядка.

Анализируя динамику тренда и фактического показателя, удалось найти положение, при котором не нарушается динамика (рис. 2). Для настройки этой модели потребовалось отладить процесс разбиения ряда на интервалы по скорости изменения и сглаживанию максимумов с отсечением минимальных значений, установить ограничения на количество дней.

Таким образом, разработанная комплексная методика по сглаживанию трендов газового фактора позволяет получать более чувствительные линии, осуществлять качественную нормализацию данных, способствуя повышению

качества интегрированных моделей, а также принимать более эффективные решения по использованию оборудования системы сбора и подготовки. В дальнейшем планируется доработка трендов с возможностью прогнозирования, определение экономической эффективности от более точно произведенных расчетов.

Целесообразность применения этого метода подтверждается наличием математического обоснования и графического представления полученного результата. Практическая значимость состоит в обеспечении контроля проектных показателей эксплуатации, обнаружении произошедших нештатных ситуаций, прогнозировании изменения показателя ГФ, а также выявлении несоответствия проектных и фактических показателей по объемам добычи.

#### Литература

1. Алексеев А. Новая добыча. «Газпром нефть» разрабатывает концепцию целевого цифрового добывающего актива // Сибирская нефть. Онлайн журнал [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2019-may/2989327/> (дата обращения: 24.04.2021).
2. Митюшина И. Л. Аналитическое выравнивание рядов динамики показателя рентабельности ПАО «Газпром» // Азимут научных исследований: экономика и управление. – 2020. – Т. 9. – № 1 (30). – С. 232-235.
3. Овчинников А. С. Интегрированное моделирование, как ключевой инструмент центра управления добычей. Опыт применения на месторождениях с высоким газовым фактором // Газовая промышленность. – № 9. – С. 138-141.
4. Тихомиров Л. И. и др. Эффективный запуск процессов предиктивного управления нефтегазодобывающим активом на базе цифровых сервисов AVIST Oil&Gas в центре управления добычей (ЦУД) // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 8. – С. 35-39.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В КОРПУСЕ ЦЕНТРОБЕЖНОГО ДИСПЕРГАТОРА

Кушнер Л.Е., Никульчиков А.В.

Научный руководитель доцент А.В. Никульчиков

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

В ходе анализа применения роторно-центробежных диспергаторов в эксплуатационном бурении нефтяных и газовых скважин [8, 9], мы столкнулись с различными проблемами. В приведенных исследованиях [5, 3] отсутствует зависимость качества диспергации бурового раствора между различными центробежными диспергаторами. Приводится либо анализ моделирования диспергации [5], либо стендовый анализ конкретного диспергатора [3].

Было принято решение о проектировании собственной модели в ПО «КОМПАС-3D» [7] и Ansys CFX [1], и построения зависимости между моделью и экспериментальными данными. Для этого, в первую очередь, необходимо смоделировать течение бурового раствора в корпусе диспергатора, который ранее использовался в приготовлении бурового раствора в реальных условиях. И, далее, соотнести показания модели с реальными данными [3].

Для проектирования роторно-центробежного диспергатора был выбран буровой диспергатор от компании Silverson (рис. 1-3). В источнике [2] найдены технические характеристики и размерные параметры важнейших частей диспергатора (корпус, ротор, статор).



*Рис. 1. Общий вид диспергатора Silverson*



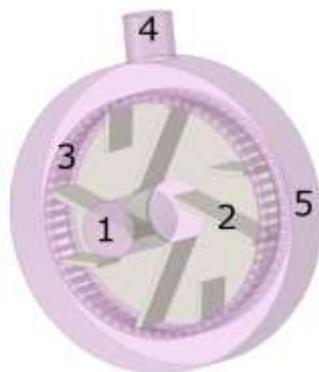
*Рис. 2. Статор диспергатора Silverson*



*Рис. 3. Ротор диспергатора Silverson*

В программном комплексе «КОМПАС-3D» [7] произвели проектирование ротора и статора. Диаметр статора – 300 мм. Диаметр входного и выходного патрубка – 80 мм.

Результаты проектирования представлены на рисунке 4. Жидкость попадает в корпус диспергатора 5 через входной патрубок 1. Под действием центробежной силы частицы жидкости начинают вращаться и набирать скорость в роторе 2. По достижении высокой скорости частицы ударяются о корпус статорного механизма 3. Далее, диспергированный раствор попадает в выходной патрубок 4 и поступает обратно в емкость.



**Рис. 4. Модель центробежного диспергатора:**

**1 - входной патрубок; 2 - ротор; 3 - статор; 4 - выходной патрубок; 5 - корпус диспергатора**

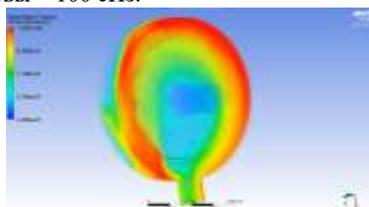
Корпус диспергатора был упрощен. Моделирование самого процесса диспергации производилось в ПО Ansys CFX [1].

В начале эксперимента весь корпус диспергатора занят водой (рис. 5). Это обусловлено необходимостью проследить скорость и качество перемешивания масла и воды. В это же время в корпус диспергатора через входной патрубок 1 (рис. 4) начинает поступать буровой раствор со следующими параметрами:

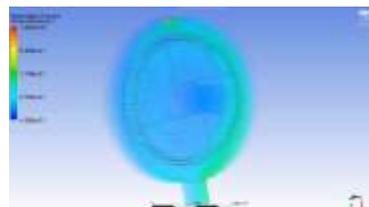
- Плотность – 1 г/см<sup>3</sup>.
- Водонефтяное отношение (ВНО) – 0,5.
- Вязкость углеводородной основы – 100 сПз.



**Рис. 5. Начальный момент времени. Корпус диспергатора занят водой**



**Рис. 6. 2 секунды с момента начала моделирования. Корпус диспергатора занят водой на 50 %**



**Рис. 7. 4 секунды с момента начала моделирования. Корпус диспергатора занят буровым раствором**

Когда корпус диспергатора занят водой на 50 % (рис. 6), на внешней части корпуса остаются области с непродиспергированным раствором. После взаимодействия с телом статора жидкость замедляется. В конечный момент времени (рис. 7) наблюдаем диспергацию бурового раствора в условиях центробежного течения. Характер течения и водонефтяное отношение (ВНО) бурового раствора не меняются во времени.

Следующим шагом планируется определить качество диспергации в построенной модели, а также сравнение с реальными экспериментальными данными [3].

По результатам исследования можем сделать выводы:

- Модель течения бурового раствора в центробежном диспергаторе построена. Характер течения и водонефтяное отношение (ВНО) бурового раствора в конце эксперимента не изменяются во времени.

- В рамках построенной модели отсутствует зависимость для определения качества диспергации. В дальнейшем планируется изменять различные параметры модели (скорость вращения ротора, состав и реологические свойства бурового раствора) и отслеживать характер турбулентного потока в ходе эксперимента для вывода необходимой зависимости.

#### Литература

1. Ansys Workbench. Simulation Integration Platform [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ansys.com/products/ansys-workbench>
2. High Shear In-Line Mixers [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.silverson.com/us/products/in-line-mixers/>.
3. Jiengju Lin, Natalia Collins, Kevin Smith, Daan Veeningen, Highland Fluid Technology; and Sam Smith, Newpark Improving Drilling Fluid Preparation with High-Shear Mixing in Liquid Mud Plants // AADE-18-FTCE- 113. American association of drilling engineers. – 2018.
4. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. – 992 с.
5. Nagata Y. et al. Investigation of optimum design for nanoparticle dispersion in centrifugal bead mill using DEM-CFD simulation //Advanced Powder Technology. – 2019. – Т. 30. – № 5. – С. 1034-1042.
6. Yu Nagata a, Masaya Minagawa a, Shosei Hisatomi a, Yuki Tsunazawa b, Kyoko Okuyama c, Motonori Iwamoto, Yasuyoshi Sekine, Chiharu Tokoro Investigation of optimum design for nanoparticle dispersion in centrifugal bead mill using DEM-CFD simulation // Advanced Powder Technology. 2019.
7. Компас-3D. Официальный сайт САПР КОМПАС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kompas.ru/>

8. Кушнер Л. Е. Анализ способов диспергирования растворов на углеводородной основе в полевых условиях // Актуальные проблемы недропользования. – 2022. – С. 140-142.
9. Кушнер Л. Е. Введение различных диспергаторов в эксплуатационное бурение скважин // Новые технологии-нефтегазовому региону. – 2022. – С. 139-142.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА КОНФИГУРАЦИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Моногов Б.

Научный руководитель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование процессов, протекающих в нефтяных пластах, на протяжении всего цикла жизни месторождения является одним из основных методов аналитического исследования поведения флюида под действием всех геологических и техногенных факторов. Как известно, начало применения математических моделей для прогнозирования динамики изменения того или иного параметра приходится на середину 20-го века [7]. При этом первыми проектами, где математическое моделирование было использовано для описания процесса фильтрации флюида в пласте, являются работы под руководством Ю.Е. Батурина в СибНИИНП и СургутНИПИнефть, а также создание В.П. Майером гидродинамического симулятора “Техсхема” [7]. На сегодняшний день концепция представления реальных производственных процессов математическими моделями приобрело наибольшее распространение. Такие программные продукты как РН-ГРИД (RN Digital), Petrel (Schlumberger), TNavigator (Rock Flow Dynamics) базируются на операционный пакет действия на математических моделях. Однако несмотря на огромное разнообразие программных продуктов и существующих моделей, должное внимание моделированию фильтрационных потоков и динамике их изменения не уделяется. Нехватка моделей, описывающих поведение фильтрационных потоков, обуславливает актуальность данной работы.

В качестве основы для моделирования фильтрационного потока в нефтяном пласте воспользуемся законом Дарси в дифференциальной форме [1]:

$$\frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где,  $Q$  – дебит нефти в пластовых условиях, м<sup>3</sup>/с;  
 $F$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>;  
 $k$  – абсолютная проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  
 $\mu$  – динамическая вязкость нефти, Па·с;  
 $P$  – пластовое давление, Па;  
 $r$  – расстояние от оси скважины до определенной точки, м.

Для получения математической модели для прогнозирования динамики изменения фильтрационных потоков необходимо внести в формулу поправки, связанные с изменчивостью параметров. Так, для отражения падения добычи с течением времени необходимо воспользоваться одной из моделей падения добычи Арпса (для решения данной задачи примем, что падение добычи происходит по гиперболическому закону) [5]:

$$q_t = \frac{q_i}{B} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}}, \quad (2)$$

где,  $q_t$  – дебит нефти в поверхностных условиях, м<sup>3</sup>/с;  
 $q_i$  – начальный дебит нефти, м<sup>3</sup>/с;  
 $B$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  
 $b$  – постоянная Арпса для кривой падения добычи, ( $0 < b < 1$ );  
 $D_i$  – номинальный темп падения добычи, 1/с;  
 $t$  – время, с.

В качестве площади фильтрации примем боковую поверхность ствола скважины:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h,$$

где,  $h$  – мощность пласта, м.

Абсолютная проницаемость и динамическая вязкость нефти с изменением давления изменяется по экспоненциальному закону. При чем в аналитической зависимости для проницаемости ключевую роль играет эффективное давление [2, 3, 4]:

$$P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}; \quad (3)$$

$$k = k_0 \cdot e^{-\gamma \cdot (P_{эф} - P_0)}; \quad (4)$$

$$\mu = \mu_0 \cdot e^{-a \cdot (P_{пл} - P_0)}; \quad (5)$$

где,  $P_{эф}$  – эффективное давление, Па;  
 $P_{гор}$  – горное давление, Па;  
 $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  
 $k_0$  – абсолютная проницаемость в начальный момент времени, м<sup>2</sup>;  
 $\gamma$  – коэффициент чувствительности к давлению, 1/Па (1,37-18,1 кПа);  
 $P_0$  – начальное пластовое давление, Па;

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

$\mu_0$  – динамическая вязкость нефти в начальный момент времени, Па·с;  
 $a$  – итерационный коэффициент, 1/Па.

Подставив приведенные выше выражения в закон Дарси, решим дифференциальное уравнение:

$$\frac{\frac{q_i}{B} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{1}{b}}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_0 \cdot e^{-\gamma \cdot (P_{эф} - P_0)}}{\mu_0 \cdot e^{-a \cdot (P_{пл} - P_0)}} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (6)$$

$$\frac{q_i}{2 \cdot B \cdot \pi \cdot h} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{1}{b}} \cdot \int_{R_e}^r \frac{dr}{r} = \frac{k_0}{\mu_0} \cdot \int_{P_0}^P e^{[P \cdot (\gamma + a) + P_0 \cdot (\gamma - a) - \gamma \cdot P_{гор}]} \cdot dP; \quad (7)$$

$$\frac{q_i}{2 \cdot B \cdot \pi \cdot h} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{1}{b}} \cdot \left[ C + \ln \frac{r}{R_e} \right] = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot (\gamma + a)} \cdot \left[ e^{[P \cdot (\gamma + a) + P_0 \cdot (\gamma - a) - \gamma \cdot P_{гор}]} - e^{\gamma \cdot (2 \cdot P_0 - P_{гор})} \right], \quad (8)$$

где,  $C$  – фильтрационное сопротивление в скважине из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия, д.ед;  
 $R_e$  – расстояние до границы пласта (аквифера).

Расчет дополнительного фильтрационного сопротивления, связанного с несовершенством скважины по характеру вскрытия можно рассчитать по аналитической зависимости В.И. Щурова [6]:

$$C = 3,58 \cdot \left( 0,34 - 0,3 \cdot \ln \frac{l_k}{D} + 0,17 \cdot \left( \ln \frac{l_k}{D} \right)^2 \right) \cdot (2,07 - 1,64 \cdot \ln D \cdot n + 0,41 \cdot (\ln D \cdot n)^2) \cdot \left( 0,3 - 0,24 \cdot \ln \frac{d_k}{D} + 0,01 \cdot \left( \ln \frac{d_k}{D} \right)^2 \right) - 1, \quad (9)$$

где,  $l_k$  – средняя длина перфорационных каналов, м;  
 $D$  – диаметр скважины, м;  
 $n$  – плотность перфорации, отв./м;  
 $d_k$  – средний диаметр перфорационных каналов, м.

Таким образом, выразив из полученной выше формулы расстояние от оси скважины до произвольной точки пласта получим зависимость, учитывающую изменение как времени, так и давления:

$$r = R_e \cdot e^{\frac{2 \cdot k_0 \cdot B \cdot \pi \cdot h \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\frac{1}{b}}}{\mu_0 \cdot (\gamma + a) \cdot q_i} \left[ e^{[P \cdot (\gamma + a) + P_0 \cdot (\gamma - a) - \gamma \cdot P_{гор}]} - e^{\gamma \cdot (2 \cdot P_0 - P_{гор})} \right] - C}. \quad (10)$$

В заключение, полученная зависимость отражает скорость продвижения фронта фильтрационного потока и отражает расстояние до скважины с учетом падения пластового давления со временем. Помимо того, в случае использования данной формулы для нескольких скважин в одном пласте, можно получить более наглядное распространение по площади фронта фильтрационного потока.

#### Литература

1. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. – 1993.
2. Григорьев Б. В., Шубин А. А. Влияние изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1. – № 2. – С. 15-21.
3. Квеско Б. Б. Подземная гидромеханика: учеб. пособ //Томск: Изд-во ТПУ, 2010.–181 с. – 2010.
4. Петраков Д. Г., Пеньков Г. М., Золотухин А. Б. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника //Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 244-251.
5. Петухов, А. В., Рощин П.В. Дополнение к закону Арпса для оценки извлекаемых запасов нефти в традиционных и нетрадиционных коллекторах / А. В. Петухов, П. В. Рощин // Вестник евразийской науки. – 2023. – Т. 15. – № 4. – С. 1–10.
6. Пономарева И. Н., Мордвинов В. А. Подземная гидромеханика //Пермь: Пермский государствен. – 2009.
7. Степанов С. В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дис. – 2016.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МУН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ И ОСОБЕННОСТИ ПОДХОДА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ**  
**Мочалова А.А.<sup>1</sup>**

Научный руководитель главный специалист П.Ю. Лобанов<sup>2</sup>

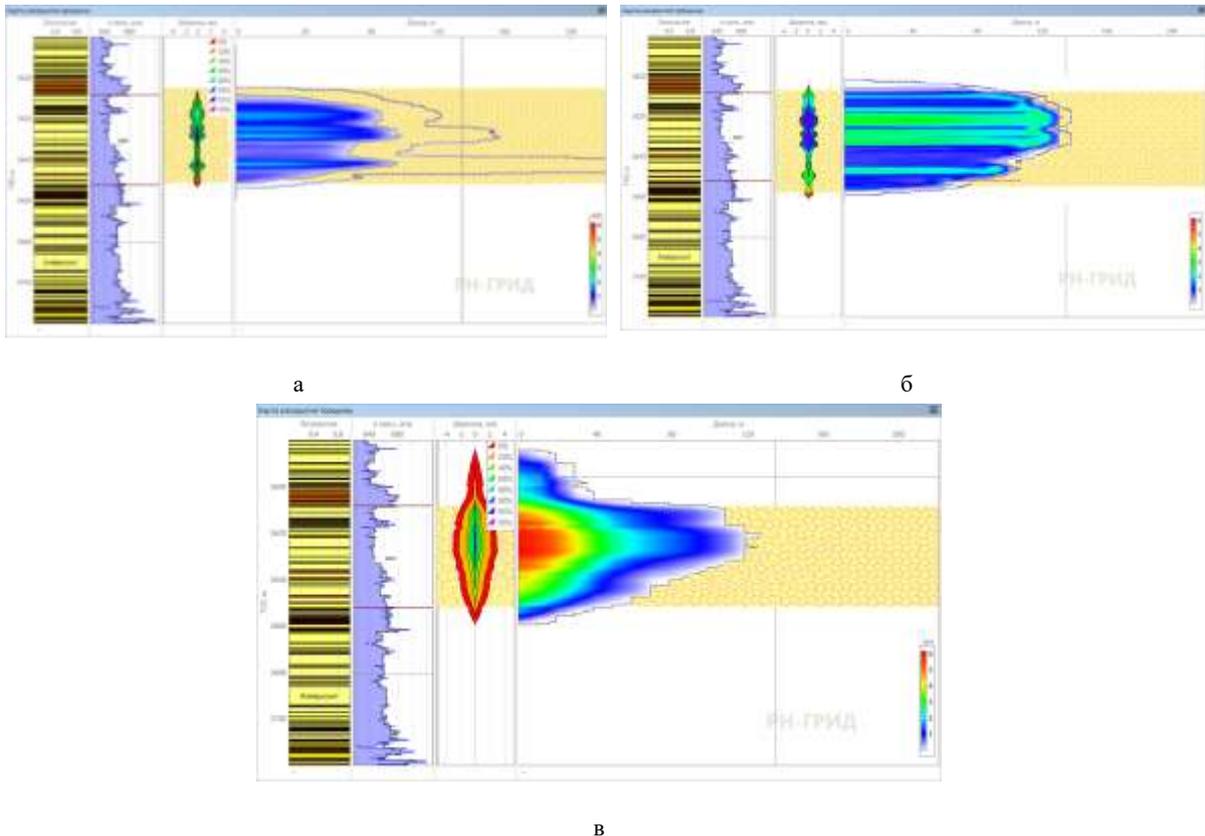
<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия

Одним из направлений развития нефтегазовой отрасли является внедрение в разработку месторождений, характеризующихся сложным геологическим строением и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пластов, в которых сосредоточено более 50 % запасов нефти [1].

В России представителями таких активов являются месторождения, пласты которых относятся к ачимовским отложениям, характеризующиеся неоднородным линзовидным строением, наличием аномально высокого пластового давления (АВПД) и ультранизкой проницаемостью (менее 1 мД).

Ввиду низкой проницаемости, по опыту разработки зарубежных месторождений-аналогов [4], на рассматриваемом объекте предполагается бурение горизонтальных скважин и проведение МГРП. Для разработки оптимального дизайна ГРП с помощью симулятора гидроразрыва пласта РН-ГРИД были рассмотрены варианты с различной концентрацией закачиваемого проппанта: 5, 15, 20 и 25 тонн. По результатам моделирования было определено, что при закачке 25 тонн проппанта происходит прорыв трещины в водоносный горизонт. При моделировании трещины ГРП с закачкой 20 тонн проппанта параметры трещины незначительно отличались от трещины, получившейся при закачке 15 т проппанта, что говорит о незначительном приросте по потенциальному дебиту при дальнейшем увеличении объема проппанта (рис.). В данных условиях оптимальна закачка проппанта в концентрации 15 тонн без прорыва в водоносный пласт.



**Рис. Моделирование распространения трещины ГРП с закачкой проппанта разной концентрации: а) 5 т, б) 15 т, в) 25 т**

Так как эффективность применения традиционного заводнения на зарубежных месторождениях-аналогах низкая (эффект просматривается через 1,5 месяца после начала закачки либо не просматривается вовсе [2]), то для повышения нефтеотдачи в подобных условиях рассмотрен потенциал от закачки газов. В качестве агентов воздействия рассматриваются попутный нефтяной газ (ПНГ 30 %) и CO<sub>2</sub>, которые сравниваются с водой.

Проектирование системы разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с применением газовых МУН подразумевает выполнение специальных лабораторных исследований для оценки изменения свойств пластовых флюидов при взаимодействии с закачиваемым газом, результаты которых используются при композиционном гидродинамическом моделировании. Рентабельность разработки подобных активов достигается за счет формирования оптимальных сценариев применения агентов воздействия (газ и вода) для отдельных участков

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

месторождения, основной критерий выделения которых это ФЕС. Данный подход позволяет оценить эффективность технологии для всех вариантов геологического строения и сократить потребление газа, запасы которого ограничены.

Основным критерием эффективности применения газовых МУН является достижение минимального давления смесимости (МДС) [3]. При контакте газа с нефтью, в условиях достижения МДС, происходит растворение газа в нефти, что приводит к изменению свойств нефти: снижается вязкость, снижается межфазное натяжение и возрастает подвижность нефти, снижается остаточная нефтенасыщенность. В результате реализуется смешивающееся вытеснение, за счет которого повышается коэффициент нефтеотдачи в сравнении с заводнением. Согласно результатам численной оценки МДС для CO<sub>2</sub> составляет 17 МПа, для ПНГ – 30 МПа, что связано с содержанием компонентов C<sub>2+</sub>: чем выше их доля в газе, тем ниже МДС. Пласты рассматриваемого месторождения характеризуются коэффициентом аномальности R<sub>пл</sub> 1,5-1,65, начальное пластовое давление достигает 56 МПа. Это значит, что закачка газов будет реализовываться в режиме смешивающегося вытеснения.

По результатам расчетов на композиционной гидродинамической модели для участка месторождения с проницаемостью 0,7–0,9 мД со значением коэффициента начальной нефтенасыщенности (К<sub>нн</sub>) 0,56 д. ед. для разной плотности сетки скважин (рассмотренное расстояние между скважинами 150 м, 250 м и 350 м) коэффициент извлечения нефти (КИН) при воздействии газом превышает КИН при воздействии водой на 20 % и достигает 0,356 за 40 лет. Наибольшая величина КИН при одинаковом сроке разработке достигается при самой плотной сетке скважин (табл.).

Для подтверждения эффективности технологии газовых МУН была проведена технико-экономическая оценка (ТЭО) на типовой куст 24 скважины. Предпосылками расчета технологических показателей являются результаты композиционного гидродинамического моделирования. ТЭО показала, что по значению NPV наиболее выигрышным вариантом является система поддержания пластового давления с закачкой попутного нефтяного газа с расстоянием между скважинами 150 м. NPV данного варианта превышает на 110 % NPV варианта с заводнением при значении КИН 0,356.

*Таблица*

*Расчет по матрице вариантов для типовых геологических условий*

Расстояние между скважинами, м	Параметр	ППД (вода)	Закачка ПНГ	Закачка CO <sub>2</sub>
<b>К<sub>нн</sub>=0,56 д. ед.</b>				
150	Квыт, д. ед.	0,375	0,482	0,446
	КИН (40 лет), д. ед.	0,296	0,337	0,356
250	Квыт, д. ед.	0,357	0,446	0,428
	КИН (40 лет), д. ед.	0,257	0,325	0,308
350	Квыт, д. ед.	0,357	0,428	0,411
	КИН (40 лет), д. ед.	0,271	0,317	0,304

В работе рассмотрены шаги, которые выполняют специалисты компании для проведения корректных расчётов и оценки перспективности использования технологии газовых МУН на низкопроницаемом месторождении. По результатам оценки использование закачки газа для повышения нефтеотдачи пласта позволяет увеличить текущий КИН в сравнении с заводнением за 40 лет на 20 %.

### Литература

1. Аржиловский А. В. и др. Современные технологии поиска и подготовки к освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Арктической зоне // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 53-59.
2. Кобяшев А. В. и др. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 1.– С. 46-53.
3. Морозюк О. А. и др. Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 42-48.
4. Самойлов А. С., Грачева С. К. Принципы повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальными скважинами // Наука и ТЭК. – 2011. – № 4. – С. 31.

**СТРАТЕГИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КЛЮЧА ГКШ-1500 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ**

**Низомиддинов М.И.**

Научный руководитель доцент Е.Ю. Валитова

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

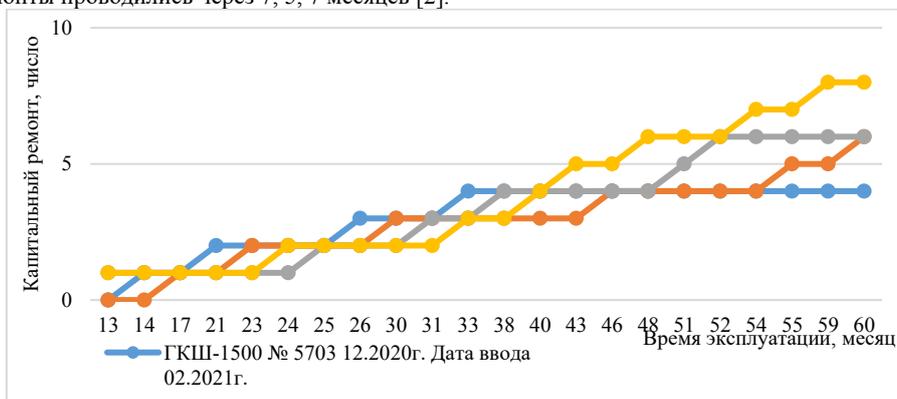
**Ключевые слова:** ГКШ-1500; герметичность НКТ; элементы ротора; износ; капитальный ремонт; модель ТОиР; анализ; отказ; жизненный цикл; RCM.

**Аннотация:** В содержании статьи говорится о проблемах, возникающих при эксплуатации гидравлического ключа ГКШ-1500, рассмотрении жизненного цикла оборудования, анализе действующей модели ТОиР и анализе предложенной модели.

При ремонте скважин для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб используются гидравлические ключи типа ГКШ-1500 [1]. Неисправность гидравлического ключа может привести к нарушению и остановки технологического процесса. Одной из основных задач ремонта скважин является сохранение герметичности подвески труб при спуско-подъемных операциях. Во многих случаях наблюдается образование следов от плашек ключа на теле насосно-компрессорных труб (НКТ) при свинчивании и развинчивании, вследствие этого при гидравлическом испытании подвески труб появляются трещины на месте следов от плашек. В результате этого возникает необходимость повторного проведения ремонтных работ. Неисправность гидравлического ключа в основном вызывается износом элементов ротора, в результате которой челюсти ГКШ-1500 не будут захватывать НКТ [1]. Отсутствие определённой и эффективной стратегии технического обслуживания и ремонта для этого оборудования сопровождается большими затратами. Для устранения неисправностей гидравлического ключа ГКШ-1500 требуется разработка и реализация эффективной модели ТОиР, которая позволит снизить затраты на эксплуатацию оборудования и повысить эффективность ремонта скважин.

Для решения задачи рассмотрим жизненный цикл гидравлического ключа ГКШ-1500 зав. № 5703 год выпуска 12.2020 г. [2], введенного в эксплуатацию 02.2021 г. Средняя стоимость гидравлического ключа в момент покупки с учетом НДС составила 480 000 руб. Капитальный ремонт оборудования производился четыре раза, в каждом из которых проводилось замена ротора. Средняя стоимость капитального ремонта составляет 100000 руб. Последний капитальный ремонт производился 20.11.2023г. [2] после отказа оборудования в бригаде КРС, в котором произошло нарушение герметичности подвески труб из-за появления трещины в трубе НКТ-73x5.5мм на месте следов от плашек ГКШ-1500. В результате аварии бригада КРС потеряла 27 часов.

Рассмотрим статистику проведения капитальных ремонтов ГКШ-1500, включающих замену основных элементов ротора (рис.1). На рисунке обозначено по вертикали: количество проведенных капитальных ремонтов с момента ввода в эксплуатацию, по горизонтали: время эксплуатации оборудования по месяцам. Здесь видно в каком месяце был проведен очередной капитальный ремонт гидравлического ключа ГКШ-1500. Если рассмотреть ГКШ-1500 № 5703 12.2020 г., то первый капитальный ремонт был произведен после 14 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, очередные ремонты проводились через 7, 5, 7 месяцев [2].



**Рис. 1. Статистика капитального ремонта ГКШ-1500**

Действующая модель ТОиР строится на основании эксплуатации до отказа и проведения ремонта вышедшего из строя оборудования (рис. 1).

Для разработки более эффективной модели ТОиР рассмотрим гидравлический ключ ГКШ-1500 на примере стратегии RCM (обслуживание, ориентированное на надежность). RCM анализ предполагает последовательное выполнение 7 этапов, которые будем рассматривать в продолжении статьи [3].

1. *Функции объекта* - свинчивание и развинчивание трубы НКТ, опускаемые и поднимаемые со скважины.
2. *Функциональный отказ* проявляется в результате износа плашек; износа тормозной ленты; образования люфта и нарушения плавного вращения роликов в сборке ротора; деформации внутреннего кольца ротора; износа или деформации зубьев ротора; увеличения диаметра ротора.
3. *Причиной отказа* является естественный износ плашек, тормозной ленты и роликов более допустимого; несвоевременное техническое обслуживание; увеличение нагрузки на ротор при использовании для буровых труб во время подъема.

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

- В результате отказа образуются риски на теле труб НКТ; уменьшается толщина трубы; нарушается герметичность подвески труб при опрессовке; возникает необходимость повторных спуско-подъемных операций; возникает необходимость дополнительных финансовых вложений (замена основных элементов ротора – 60000 руб.); сокращается время полезной работы оборудования и уменьшается производительность работы бригады.
- Анализ критичности отказов представлен в таблице 1.

**Таблица**

**Критичность отказа для предприятия**

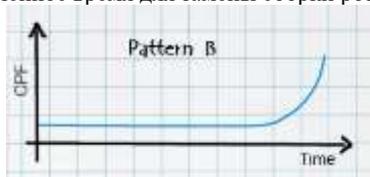
	Высокая	Средняя	Низкая
Экология			
Безопасность			
Экономика			

По таблице можно увидеть, что отказ больше всего влияет на экономику, так как проблема сопровождается большими затратами.

6. Для *предотвращения отказов* предложены следующие действия:

- контролировать ухудшение сборки ротора (СВМ) – техническое обслуживание и ремонт по состоянию;
- заранее менять сборку ротора по наработке (ТВМ) – плановое техническое обслуживание и ремонт.

Из-за отсутствия возможности контролировать ухудшение сборки ротора остается менять сборку ротора заранее. Для этого рассмотрим диаграмму потенциальной возможности отказа для ГКШ-1500 (рис. 2) [4]. Из рисунка 1 можно сказать, что после капитального ремонта ГКШ-1500 работает определенное время без отказа (рис.2). Из этого можно выбрать определенное время для замены сборки ротора.



**Рис. 2. График интенсивности развития отказа ГКШ-1500**

7. Что делать, если не получается *предотвратить отказ*?

Предложенные действия по предотвращению отказов позволят перейти на стратегию планово-предупредительного ремонта (ППР), однако проблему увеличения межремонтного периода и повышения надежности оборудования они не решают. Для решения этих задач необходимо рассмотреть материальное исполнение и конструкцию оборудования с точки зрения прилагаемой нагрузки с учетом условия работы оборудования.

В ходе написания статьи мной был рассмотрен жизненный цикл гидравлического ключа ГКШ-1500 и существующие проблемы, возникающие при эксплуатации оборудования. Проведен анализ действующей модели ТОиР на основе статистики капитальных ремонтов оборудования и предложена стратегия планового технического обслуживания и ремонта ППР. По результатам анализа рекомендуется менять сборку ротора через каждые 6 месяцев наработки. Анализ материального исполнения и конструкции оборудования с точки зрения прилагаемой нагрузки для увеличения межремонтного периода и повышения надежности оборудования будет рассмотрен в следующих исследованиях.

**Литература**

- Руководство эксплуатации гидравлического ключа ГКШ-1500. ООО «Уфагидромаш». Редакция 2023 – Уфа, 5, 12–16 с.
- Паспорта ГКШ-1500 зав.№ 5703, 4588, 4401, 4580. ООО «Уфагидромаш». Сведения о проведенных ремонтах и ТО, 14 с.
- Гост 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. Москва – 2017. 1–5 с.
- Интенсивность развития отказов: 6 вариантов сценария: сайт <http://rcm2.ru/stati-ob-rcm/intensivnost-razvitiya-otkazov-6-variantov-scenariya/>

## ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ВАРИАТИВНОСТИ ПРОФИЛЯ ДОБЫЧИ НА СЕТЬ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА

Петров А.Е.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель профессор М.В. Коровкин<sup>1</sup>

<sup>2</sup>АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтегазодобывающей промышленности широко применяется интегрированный подход (ИП) к мониторингу и планированию разработки месторождений. ИП заключается в учете взаимосвязи множества факторов, влияющих на тот или иной процесс, что в конечном счете позволяет повысить точность описания данного процесса. Существующий опыт реализации ИП при разработке месторождений ставит перед собой задачи связанные с обеспечением выполнения плана по добыче углеводородов (УВ), такие как повышение эффективности эксплуатации фонда скважин и поиск узких мест в сети сбора нефти и газа [2–4]. В данной работе рассматривается ситуация распределения пика добычи нефти месторождения X на последующие годы добычи с точки зрения положительного эффекта на экономику актива за счет оптимизации сети сбора нефти и газа на основе ИП, реализованного с применением информационной системы (ИС) «Поток» (разработка АО «ТомскНИПИнефть»).

ИС «Поток» представляет из себя инструмент для обмена данными между моделью скважин и сети сбора, построенной в среде «PIPESIM» и табличным процессором «Excel» с целью ускорения рутинных операций по гидравлическим расчетам (ГР). Данный инструмент позволяет ускорить процесс настройки и выполнения многосерийных ГР связанных с подбором оптимальных конфигураций системы скважин и трубопроводов за счет табличного представления данных. Интеграторы представляют собой программные продукты, позволяющие наладить обмен данными между различными программами-симуляторами [1]. ИС «Поток» способна на перенос в модель сети сбора в программе «PIPESIM» таких параметров разработки как уровни добычи и физико-химические свойства флюидов и газов. Таким образом, возможно применение ИС «Поток» в качестве интегратора цифровой модели месторождения с упрощенным описанием пласта и подробным описанием объектов добычи и наземной инфраструктуры. Для рассматриваемого проекта разработки месторождения отсутствовала необходимость создания модели подготовки УВ, так как сырье транспортируется на существующий объект подготовки близлежащего месторождения и стояло только условие на максимально возможный объем передачи сырья. На рисунке 1 представлена логика, реализованная с использованием ИС «Поток».



Рис. 1. Логическая основа реализованного интегрированного подхода

В ИС «Поток» загружались анализируемые профили добычи месторождения X, которые затем отправлялись в модель сети сбора в «PIPESIM». Анализировался базовый вариант согласно текущей проектной схеме разработки месторождения и распределенный вариант, обеспечивающий снижение загрузки сети сбора, подобранный при помощи ускорения рутинных ГР при помощи ИС «Поток». Распределение профиля добычи позволяет сохранить объем накопленной добычи, но при этом появляется возможность снижения затрат на создание наземной инфраструктуры за счет снижения ее максимальной пропускной способности.

На рисунке 2 приведен базовый профиль и на рисунке 3 представлен распределенный. При сравнении двух профилей можно сделать наблюдение, что прогнозная годовая добыча нефти в 2027 г. (пик добычи нефти базового профиля) снизилась с 1,411 до 1,125 млн т., прогнозная накопленная добыча нефти за анализируемый период снизилась с 7,195 до 7,191 млн т.

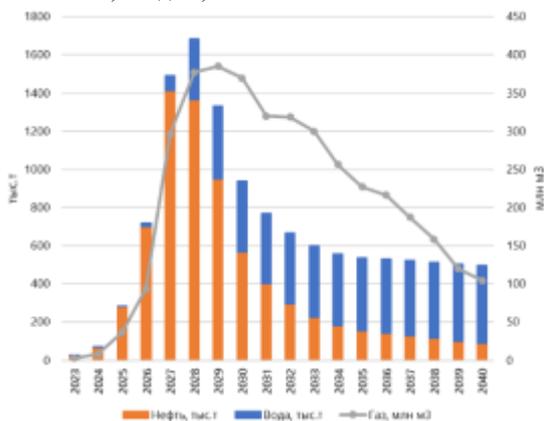


Рис. 2. Базовый профиль добычи

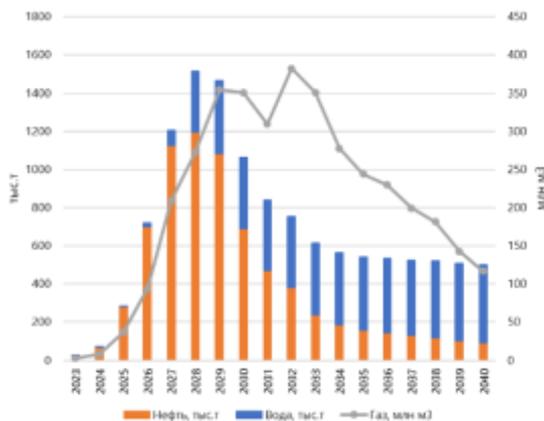
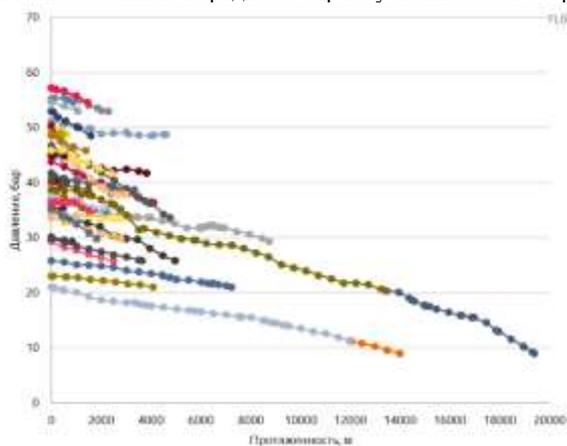


Рис. 3. Распределенный профиль добычи

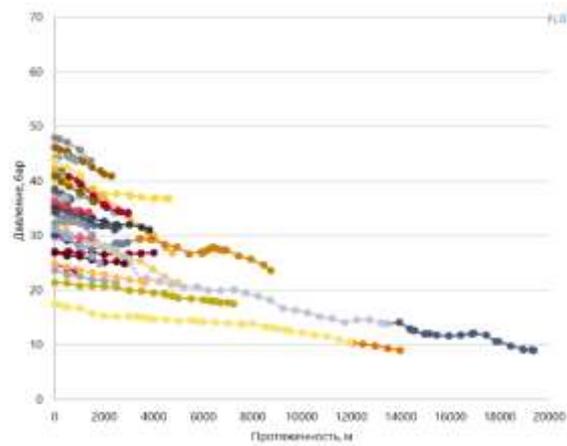
## СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Распределение профиля добычи обеспечено изменением порядка ввода объектов добычи. Так, было предложено сдвинуть на более поздний срок ввод 4 кустовых площадок из 19. Проведенное ранжирование кустовых площадок по уровню удельной добычи на скважину позволило выявить кусты с наименьшей величиной данного показателя и стать кандидатом для сдвига на более поздний срок ввода в целях аккуратного снижения уровней годовой добычи и более точечной коррекции профиля добычи. В бизнес-плане нефтегазодобывающих компаний указана необходимость выполнения плана по добыче с минимальным отклонением. Следовательно, этим обусловлена необходимость точечной коррекции профиля добычи. В данном случае отклонение распределенного профиля от плана добычи по данному объекту в пятилетке 2025–2029 гг. утверждаемом в 2024 г. составляет 6,87 %, что в целом является приемлемым.

После загрузки данных по добыче в ИС «Поток» и затем в «PIPESIM» был определен эффект на сеть сбора в виде снижения прогнозных давлений на участках. Снижение прогнозных давлений видно из графиков, представленных на рисунке 4 для базового варианта и на рисунке 5 для распределенного. Снижение прогнозного давления составило порядка 10 бар по участкам сети сбора.



**Рис. 4. Давление в участках сети сбора базового варианта в 2028 году**



**Рис. 5. Давление в участках сети сбора распределенного варианта в 2028 году**

Анализ давлений проведен для 2028 года так как в этот год наблюдается максимальная нагрузка сети сбора по жидкости. Общее снижение прогнозных давлений говорит о снижении загрузки сети сбора и появлении возможности уменьшения диаметров участков сети, что в свою очередь приводит к снижению металлоемкости проекта.

Таким образом, ИС «Поток» может быть использован при реализации интегрированного подхода к анализу проектов. Примененный интегрированный подход основан на создании системы с упрощенным описанием подземной части и подробным описанием сети сбора с использованием ИС «Поток» в качестве интегратора. Проведенный анализ влияния вариативности профиля добычи на сеть сбора с применением интегрированного подхода показал, что небольшое распределение пика профиля добычи на последующие года добычи (прогнозная годовая добыча в год пика снизилась с 1,411 до 1,125 млн т), при сохранении накопленной добычи за весь период практически неизменной (снижение прогнозной накопленной добычи с 7,195 до 7,191 млн т), позволяет уменьшить давление на участках сети сбора в год пика добычи (на 10 бар). Данное уменьшение давления открывает возможность оптимизации сети сбора и снижения ее металлоемкости.

### Литература

1. Варавва А. И. и др. Иерархия интегрированных моделей. Применение интегрированного моделирования различной степени сложности на всех этапах жизненного цикла газоконденсатных проектов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 2. – С. 41-51.
2. Тихомиров Л. И. и др. Комплексный подход к управлению добычей углеводородов на базе интегрированной платформы AVIST OIL&GAS // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 12. – С. 44-48.
3. Холкина Ю. Д. и др. Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Серия: Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7, № 4 (28). – 2021.
4. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 386-400.

**УПРОЩЕННАЯ ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ОТ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП И МГРП НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ**

**Полянский В.А.**

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

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

Значительная часть активов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции находится на поздней стадии разработки. Основной добывающий фонд уже разбурен, обводненность вследствие активной работы системы поддержания пластового давления (ППД) характеризуется высокими значениями (90 и более процентов), наблюдается общее снижение дебитов. В таких условиях одной из основных задач является поддержание стабильного уровня добычи, чтобы обеспечить рентабельность скважин.

К основным геолого-техническим мероприятиям (ГТМ), которыми можно обеспечить выработку остаточных запасов являются: перевод на выше/нижележащие горизонты, дострелы продуктивных интервалов, зарезка боковых стволов (ЗБС), оптимизация насосного оборудования при проведении планово-предупредительного ремонта.

Для восстановления продуктивности скважин могут применяться два типа ГТМ – гидравлический разрыв пласта (ГРП) и проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта.

В данной работе будет рассмотрен метод оценки потенциала от проведения ГРП на основе упрощенного автоматизированного анализа данных из технологических режимов. Данный подход сочетает в себе использование критериального отбора, анализ истории работы скважины и применение общепринятых уравнений притока к скважине. Поскольку проницаемость является параметром с наиболее высокой степенью неопределенности, методика базируется на расчете проницаемости по режиму скважины и последующем определении целевого режима с заданным значением скин-фактора.

Прежде всего, необходимо обозначить ряд допущений данного подхода.

Проведение гидравлического разрыва пласта рассчитывается для скважин с историей работы (не менее 7 месяцев после последнего тяжелого ГТМ).

Подразумевается, что пласт является однородным, а зона фильтрации до контура питания не имеет разломов.

Методика выглядит следующим образом:

1. Этап анализа входных данных на их качество.
2. Определение периода работы скважины на псевдо-установившемся режиме (ПУР).
3. Подбор уравнения расчета притока в зависимости от сценария для определения проницаемости.
4. Расчет целевого режима скважины.
5. Критериальный отбор и ранжирование кандидатов.

Первый этап заключается в анализе входных данных, поступающих на вход алгоритма. Данные проверяются на физичность и наличие всей необходимой для расчета информации (добычные параметры, РVT-свойства, геологические характеристики объекта). Если данные корректны – проводится поиск периода ПУР.

Далее происходит оценка потенциала от проведения ГРП на скважине. В начале фиксируется дата последнего тяжелого ГТМ (ввод нового ствола или наличие трещины ГРП во фрак-листе), а также результирующий скин-фактор после мероприятия (если информация во фрак-листах отсутствует, то для новых стволов скин-фактор принимается равным 0; для проведенных ГРП используется средневзвешенное значение, равное - 4.7).

Затем анализируется история работы скважины после проведенного мероприятия. Методом линейных трендов определяется период из четырех месяцев, в течение которых скважина находилась в работе, и суммарное изменение коэффициента продуктивности не превышает заданное значение (рис. 1).



**Рис. 1. Динамика изменения коэффициента продуктивности с отмеченным тяжелым ГТМ (ГРП, красным цветом) и определенным периодом ПУР (зеленым цветом)**

Далее происходит расчет проницаемости пласта на параметрах ПУР. Разные дизайны скважины характеризуются своими моделями расчета.

Для вертикальных и наклонно-направленных скважин используется уравнение Дюпюи (1):

$$K_{\text{(проницаемость, мД)}} = \frac{Q_{\text{ж}}^{\text{ПУР}}}{h * \Delta P^{\text{ПУР}}} * 18,41 * B_{\text{ж}}^{\text{ПУР}} * \mu_{\text{ж}}^{\text{ПУР}} * \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S_{\text{ПУР}} \right) \quad (1)$$

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

где  $Q_{ж}^{Пур}$  – дебит жидкости на ПУР, м<sup>3</sup>/сут;  $h$  – эффективная мощность пласта, м;  $\mu_{ж}^{Пур}$  – вязкость жидкости на ПУР, сПз;  $\Delta P^{Пур}$  – депрессия на ПУР, атм;  $V_{ж}^{Пур}$  – объемный коэффициент жидкости на ПУР, д.е.;  $r_e$  – радиус контура питания, м;  $r_w$  – радиус скважины, м.

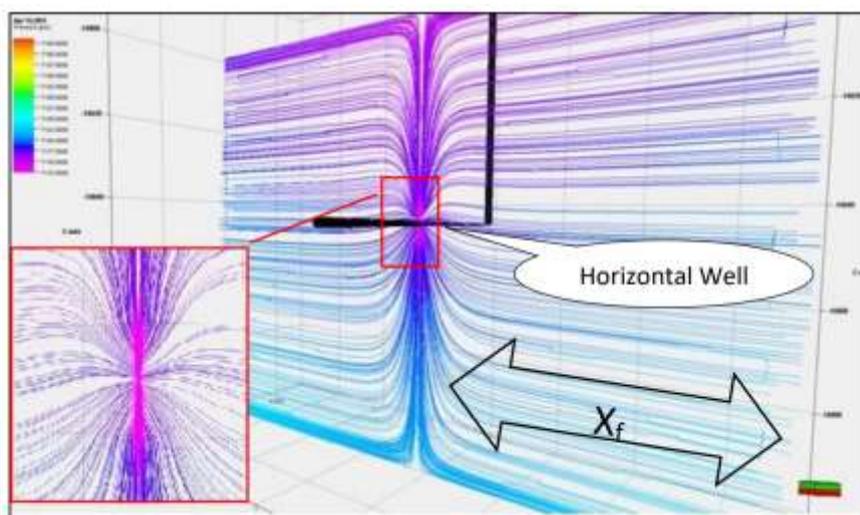
Для горизонтальной скважины (ГС), в которой не проводился ГРП, используется уравнение Джоши (2).

$$K_{(фазовая)} = \frac{Q_{ж}^{Пур}}{h * \Delta P} * V_{ж}^{Пур} * \mu_{ж}^{Пур} * \left\{ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L_h}{2}\right)^2}}{\frac{L_h}{2}} \right) + \frac{\beta h}{L} \ln \left( \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_w} \right) + S_{Пур} \right\} * 18.41 \quad (2)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \quad (3)$$

где  $\beta$  – коэффициент анизотропии, б.е.;  $L_h$  – длина горизонтального ствола скважины, м.

Существуют разные методики и физические модели расчета дебита от «слепого фрака» на горизонтальной скважине. Так, в ряде работ отмечается, что при создании трещины основной приток идет через нее (и притоком к горизонтальному стволу можно пренебречь, задав дополнительный фильтрационный скин-фактор  $S_{\text{фильтрационный}}$ ) (рис. 2).



**Рис. 2. Модель притока к скважине при «слепом» ГРП на ГС [4]**

На основании результатов проведенного анализа и сравнения расчетов по рассмотренным в литературе методикам [2, 3, 4] – модель Дюпюи с отсутствием/наличием дополнительного скина  $S_{\text{фильтрационный}}$ , модель Ли для одного сектора, – было принято решение, что приток к системе «горизонтальная скважина + трещина» может быть описан моделью Дюпюи (эквивалентно вертикальной скважине с трещиной ГРП).

Для скважины, в которой проводился многостадийный гидравлический разрыв пласта, используется модель Ли. Проницаемость пласта выражается из параметров  $a$ ,  $b$ ,  $d$ .

$$Q = n * Q_i = n * \frac{170.54 * (\Delta P)}{V_{ж}^{Пур} * \mu_{ж}^{Пур} \left( \frac{1}{\frac{1}{a} + b} + d \right)} \quad (4)$$

$Q_i$  – приток от сектора, состоящего из трещины и примыкающих к ней частям горизонтального ствола;  $n$  – количество портов при многостадийном гидравлическом разрыве пласта (МГРП) (трещин) / секторов;  $a$ ,  $b$ ,  $d$  – параметры модели Ли, зависящие от характеристик пласта (мощность, проницаемость) и трещины, величины контура питания.

После того, как проницаемость рассчитана, она используется для расчета текущего скин-фактора (последний закрытый техрежим) и дебита на текущем забойном давлении при снижении скин-фактора до целевых значений (в частности,  $S_{\text{целевой}} = -4.7$ ).

При этом, потенциал от проведения ГРП рассчитывается по модели Дюпюи (1), от МГРП – по модели Ли (4) для целевого количества трещин/портов МГРП.

Методика была внедрена в информационной системе (ИС) «СПекТР» [1]. Проведение пользователями экспертизы скважин-кандидатов, подобранных ИС, показало, что процент согласования среди рассмотренных кандидатов варьируется в зависимости от дочернего общества и составляет от 9 до 45 %. Относительно низкий процент согласования связан с рядом факторов (причинами отклонения):

- Скважина принадлежит к аварийному фонду.
- Наличие рисков прорыва фронта нагнетаемых вод (ФНВ), а также потенциального роста обводненности в краевых зонах залежи.
- Высокий текущий уровень добычи скважины (нецелесообразность остановки под ГТМ).
- Неопределенность в информации о пластовом давлении и необходимость проведения дополнительных мероприятий.

При этом, при анализе предложенных кандидатов можно сделать вывод, что скважины в большинстве своем имеют потенциал к проведению ГРП из-за сниженных величин продуктивности, т.е. с точки зрения притока из пласта, проведение ГТМ обосновано. Дальнейшее развитие методологии предполагает учет расстояния до контура ФНВ, распространяющегося от ближайших нагнетательных скважин, а также модернизацию алгоритма нахождения периода ПУР для учета времени, в течение которого может наблюдаться влияние ГТМ.

Таким образом, можно сделать вывод, что методология упрощенной оценки потенциала является эффективным инструментом для первичного отбора кандидатов на проведение ГРП/МГРП. Это позволяет ускорить процесс подбора кандидатов при планировании программы ГТМ на следующий месяц и формировании бизнес-кейсов.

#### Литература

1. Economides M. J. et al. Comprehensive simulation of horizontal-well performance // SPE formation evaluation. – 1991. – Т. 6. – № 04. – С. 418-426.
2. Li H., Jia Z., Wei Z. A new method to predict performance of fractured horizontal wells // SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. – SPE, 1996. – С. SPE-37051-MS.
3. MoradiDowlatabad M., Jamiolahmady M. Novel approach for predicting multiple fractured horizontal wells performance in tight reservoirs // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition. – SPE, 2015. – С. SPE-175446-MS.
4. Юдин Е.В. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – 5 с.

### ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Ртищева А.В., Пашкина У.Н.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

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

На первых стадиях разработки нефтяной залежи, добытая из пласта нефть, обычно лишена воды. Однако на следующих стадиях разработки ситуация меняется, и на поверхность вместе с «черным золотом» появляется вода, постепенно увеличиваясь в количестве. «По данным на 2020 год, средняя обводненность на основных месторождениях России составляет не менее 85 %, а массовое соотношение добытой нефти и попутной воды приближается к значению 1:7» – данный вывод делает К.О. Щербакова в своем исследовании [1].

Наличие воды в нефти способствует интенсивному образованию асфальтеновых и смолистых отложений, поднимает точку замерзания сырья и увеличивает его вязкость, что приводит к дополнительным трудностям при его перемещении и хранении. С увеличением обводненности, возрастают затраты на процессы извлечения, сбора и транспортировки нефти, составляя значительную часть ее себестоимости.

Целью работы было исследование влияния условий образования эмульсии на ее устойчивость.

Методология проведения эксперимента заключалась в изменении режимов вращения ротора экстрактора и продолжительности перемешивания.

В ходе эксперимента было использовано некоторое оборудование: экстрактор ПЭ-8000, скорость вращения вала которого можно менять в диапазоне от 200 до 3500 об/мин., и микроскоп Olympus CX41 (объективы микроскопа 5, 10, 20 и 50 крат, диапазон измерения от 0,5 до 680 мкм включительно).

Количественную обработку полученных образцов проводили с применением программного обеспечения анализа изображений ImageScopeColor. Данное программное обеспечение предлагает базовую обработку изображений и ручные измерения, что позволяет персонализировать процесс и адаптировать его под конкретные требования и условия.

В качестве объекта исследования была выбрана легкая маловязкая нефть, с низким содержанием серы (0,25 %), асфальтенов (1,31 %), смол (6,44 %) и парафина (4,36 %), нефтяного месторождения Р.

Для определения влияния условий образования эмульсии на ее устойчивость, были приготовлены десять образцов 15 % водонефтяных эмульсий из нефти с пластовой водой сеноманского горизонта хлоркальциевого типа (по В.А. Сулину), при скоростях вращения ротора экстрактора равным 1200, 1800, 2400, 3000, 3400 об/мин, и времени перемешивания 1 и 3 минуты.

Для оценки дисперсности эмульсий, были проведены наблюдения каждой пробы под микроскопом, и построены кривые распределения глобул воды по размерам, полученных при заданных условиях эксперимента (табл. 1). Все измерения были проведены на изображениях, увеличенных с кратностью в пять раз. Количество измерений составляло от 200 штук и больше.

Из графиков видно, что при 1200 об/мин. и 2400 об/мин. уменьшается количество мелких частиц за 3 мин перемешивания. При 1800 об/мин., наоборот, значительно уменьшается количество крупных частиц за 3 мин перемешивания. При 3000 об/мин. и 3400 об/мин. заметного различия в составе по размерам от времени перемешивания не наблюдается.

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

**Таблица 1**

**Дифференциальные кривые распределения глобул воды по размерам и микрофотографии эмульсии**

	Дифференциальные кривые	Фотографии	
а) Скорость перемешивания: 1200 об/мин.			
б) Скорость перемешивания: 1800 об/мин.			
в) Скорость перемешивания: 2400 об/мин.			
г) Скорость перемешивания: 3000 об/мин.			
д) Скорость перемешивания: 3400 об/мин.			

По полученным кривым достаточно сложно сравнить результаты и сделать выводы, поэтому было решено использовать инструменты дисперсионного анализа. Для этого было проведено сопоставление образцов, полученных при разном времени перемешивания. По интегральной кривой был найден  $Md$  (мкм), значение которого разделяет 50 % частиц с меньшим диаметром и 50 % с большим диаметром. Также был рассчитан коэффициент сортировки  $S_o$ , который отражает степень однородности распределения размеров частиц в растворе, и коэффициент асимметрии  $S_k$ , показывающий, где в размерном интервале находится наибольшее количество частиц, если  $S_k$  больше 1, то в начальной части, а если меньше, то в конечной [2]. Для получения этих параметров было необходимо перейти от частотного распределения к кумулятивному. Параметры были представлены в таблице 2.

**Таблица 2**

**Значения медианного диаметра, коэффициента сортировки и коэффициента асимметрии для образцов 15 % модельных водонефтяных эмульсий из нефти с пластовой водой**

1 минута					
Част. вр., об/мин	1200	1800	2400	3000	3400
$Md$ , мкм	27	68	89	142	73
$S_o$	0,78	0,80	0,82	0,81	0,81
$S_k$	4,64	3,26	3,26	3,22	3,40
3 минуты					
Част. вр., об/мин	1200	1800	2400	3000	3400
$Md$ , мкм	39	54	128	180	90
$S_o$	0,43	0,71	0,65	0,63	0,63
$S_k$	0,43	1,10	0,93	0,93	1,10

В результате данной работы исследованы модельные водонефтяные эмульсии с различными условиями получения. Анализ полученных данных показал, что самые неустойчивые эмульсии образуются при скорости вращения ротора 3000 об/мин. Средний размер глобул, определенный по кумулятивной кривой, изменяется от 27 до 180 мкм. При увеличении скорости вращения средние диаметры капель растут в результате коалесценции и достигают максимума при 3000 об/мин. (142 мкм и 180 мкм при 1 и 3 минутах соответственно), но при частоте вращения 3400 об/мин. средние диаметры капель уменьшаются в результате пептизации (73 мкм и 90 мкм при 1 и 3 минутах соответственно).

Анализируя значения коэффициента  $Sk$ , можно утверждать, что в процессе перемешивания эмульсии в течение одной минуты наибольшее количество частиц скапливается в начальной части размерного интервала, тогда как после 3 минут - в конечной части интервала. Значение коэффициентов сортировки  $So < 2,5$ , что указывает на однородность глобул воды в составе эмульсии.

#### Литература

1. Щербак К. О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – № 6. – С. 29-38.
2. Справочное руководство по петрографии осадочных пород/ под ред. Л.Б. Рухина. Ленинград: Государственное НТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1958 г. – 385 с.

### ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК КАК ОПТИМАЛЬНЫЙ МЕТОД ДОБЫЧИ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО ГАЗА

Селиванов Н.А.

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

Основным вопросом при разработке газовых месторождений на стадии падающей добычи является низкое устьевое давление, по причине которого образуется ряд осложнений, влияющих на бесперебойную добычу газа: самозадавливание скважин, льдообразование, замерзание шлейфов в связи с большим количеством пластовой воды, возникновение помпажа газоперекачивающих агрегатов ДКС. Все это непосредственно влияет на непрерывную и безаварийную работу оборудования в целевом диапазоне, а также на достижение КИГ [3].

При истощении энергии пласта транспорт сырого газа по шлейфам сопровождается значительными потерями давления и появлением конденсационной воды. При понижении температуры ниже, чем температура гидратообразования, происходит образование кристаллогидратов, в связи с чем падает производительность скважин, что влечет за собой вероятность закупоривания прохода шлейфа.

Объем и концентрация метанола, необходимого для предотвращения гидратообразования, варьируется относительно давлений и температур в шлейфах. Данный метод борьбы с гидратообразованием применяется повсеместно на месторождениях Западной Сибири, но само по себе использование метанола дорогостоящее и требует значительных вложений. Помимо этого, необходима установка регенерации метанола рядом с УКПГ, которая позволит возвращать большую часть метанола с рефлюкса после осушки газа и, как следствие, использовать метанол для повторной закачки. В связи с малой скоростью потока при добыче низконапорного газа образуется скопление воды в пониженных участках коллектора, что препятствует движению ингибитора гидратообразования и снижает его эффективность.

Альтернативным вариантом при добыче низконапорного газа является применение модульных компрессорных установок (МКУ). МКУ предназначена для повышения давления газа на входе в газосборный коллектор до давления, необходимого для стабильной и непрерывной транспортировки газа до УКПГ (УППГ) и дальнейшего компримирования на дожимной компрессорной станции (ДКС) с последующей осушкой газа и направлением к потребителям.

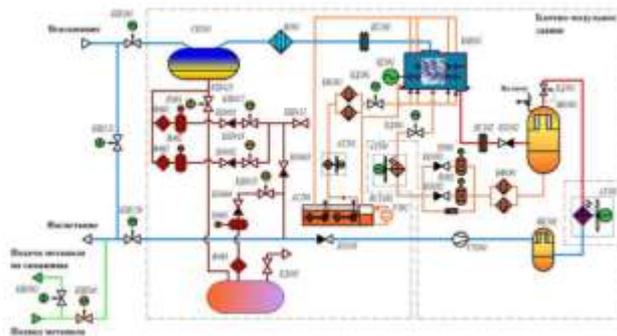


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема МКУ-500 ТАКАТ 52.3-7 М4а ХЛ1 [5]

Компримирование газа на принципиальной схеме МКУ (рис. 1) осуществляется в одну ступень сжатием на компрессорном агрегате. Перед компримированием сырой газ проходит стадию очистки от механических примесей

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

и пластовой воды в сепараторе-пробкоуловителе. Тонкость очистки газа достигается до 10 мкм. Для обеспечения оптимальной температуры газа на выходе с МКУ, необходимой для безаварийной транспортировки по газосборной системе, в составе МКУ предусматривается аппарат воздушного охлаждения.

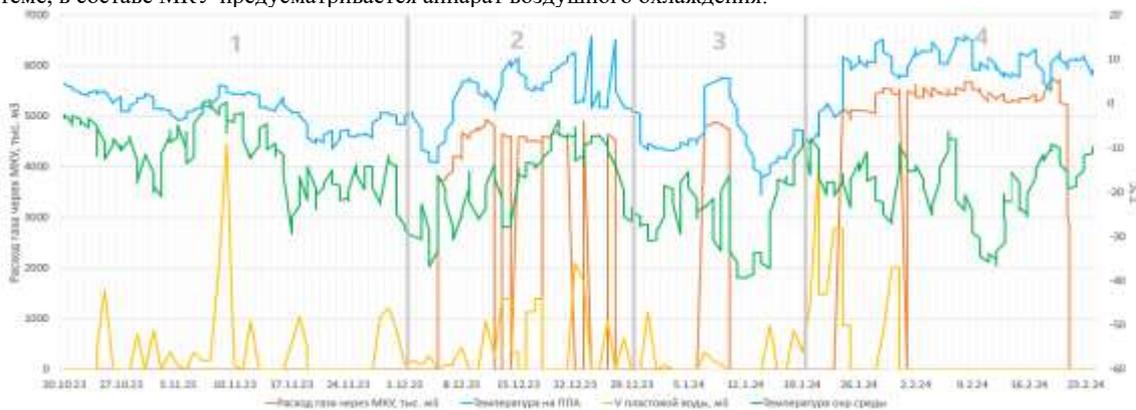


Рис. 2. Параметры работы МКУ

На рисунке 2 представлена выборка параметров работы МКУ, из которой можно сделать следующие выводы:

1. При неработающей МКУ прослеживается корреляция падения температуры шлейфа с температурой окружающего воздуха, сопровождающаяся порционными выбросами воды. Это происходит из-за скопления воды в застойных зонах шлейфа.

2. При включении МКУ происходит повышение температуры в шлейфе, влияние температуры окружающего воздуха снижается, и наблюдается более стабильный приток воды из шлейфа.

3. При остановке МКУ отчетливо прослеживается резкое падение температуры шлейфа.

4. Включение МКУ на более продолжительный период позволило нивелировать влияние температуры окружающей среды и установить постоянную температуру в шлейфе выше 0°C.

Зачастую, из-за удаленности ДКС от кустов газовых скважин при добыче низконапорного газа и истощении энергии пласта возникает недостаток давления газа на приеме газоперекачивающих агрегатов на ДКС. Происходит помпаж компрессоров и нарушение технологического режима. Нарращивание мощностей ДКС не рентабельно на поздней стадии разработки, а монтаж и ввод МКУ на кустовых площадках газовых скважин позволит повысить КИГ за счет эксплуатации скважин до устьевого давления 0,12 – 0,63 МПа. Компримирование на МКУ обеспечит выходное давление, исходя из паспорта, равное 0,4–0,7 атм. Также это обеспечит прогрев шлейфов, что благоприятно повлияет на обеспечение безгидратного режима вплоть до установки ДКС. В связи с этим значительно снизится подача метанола в газосборную систему [1,2,4].

Применение МКУ позволит эффективно регулировать термодинамический режим добычи газа со скважин по шлейфам до УКПГ (УППГ) путем регулирования режима работы компрессора, что благоприятно повлияет на антипомпажный режим при эксплуатации МКУ в комплексе с ДКС.

Технологические решения по компримированию газа обеспечивают снижение трудоемкости строительства за счет применения блочного оборудования полной заводской готовности.

В настоящее время происходят пуско-наладочные работы по внедрению МКУ на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

По конструктивной особенности МКУ имеется несколько вариантов способов утилизации отсепарированной пластовой воды на кустах газовых скважин (КГС):

1. Закачка в поглощающую скважину на площадке КГС. Возможность реализации данного метода исходит из наличия поглощающих скважин на кустовой площадке, а также возможности перевода низкодебитной скважины в поглощающую, за счет установки взрывных пакеров и проведения ГРП. Давление пластовой воды после сепаратора не будет хватать для закачки в пласт, по причине чего данный вариант нуждается в дополнительном оборудовании в качестве насосной установки. Преимуществом данного варианта является отделение воды перед шлейфом на КГС, что в значительной мере повлияет на образование гидратов и обеспечит стабильный термодинамический режим.

2. Реконструкция газопроводов-шлейфов и подача жидкости в нагнетательный коллектор на выходе с МКУ. Данный вариант имеет меньшие капитальные вложения, чем другие, но не обеспечивает безгидратный режим транспортировки газа в шлейфах. Вода отбивается в сепараторе пробкоуловителе СП101 (рис. 1) и возвращается в шлейф, что влечет к образованию гидратных пробок при нарушении термодинамического режима. Необходима подача метанола.

3. Сжигание пластовой воды на горизонтальных факельных установках (ГФУ). Большинство кустовых площадок имеют ГФУ для освоения скважин и «продувки» при образовании гидратов. Имеется возможность обвязки выхода с сепаратора на ГФУ для сжигания пластовой воды до входа ее в шлейф. Данный метод является эффективным, но приводит к выделению в атмосферу парниковых газов, а также нуждается в большем контроле со стороны обслуживающего персонала и больших затрат газа для сжигания воды.

Таким образом, для поддержания стабильной работы шлейфов, посредством регулирования давления и расхода сырого газа, для безаварийной работы ДКС, рекомендуется осуществлять разработку месторождений с низконапорным газом с вводом модульных компрессорных установок. При этом необходимо рационально

рассчитать температуру выхода газа из МКУ с целью минимизации передачи тепла свайному основанию. Это необходимо для предотвращения растепления многолетнемерзлых грунтов.

#### Литература

1. Patel, S., & Williams, K. Optimization of Modular Compressor Units in Oil and Gas Industry. Journal of Energy Engineering, 24(4), – 2019. – P. 321–335.
2. Smith, J., & Jones, R. Design and Performance Evaluation of Modular Compressor Units. International Journal of Mechanical Engineering, 15(2), – 2020. – P. 112–125.
3. Баймухаметов Д. С. и др. Подготовка продукции скважин к отделению воды в системах нефтесбора // Эксплуатация нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки: сб. науч. тр. Уфа: БашНИПИ-нефть. – 2003. – № 112. – С. 177-182.
4. Паранин Ю. А., Биктимеров Ш. Ш., Налимов В. Н., Минязев Л. Б., Сидоров А. И., Ефимов А. Н. Создание винтовой модульной компрессорной установки ТАКАТ для систем компримирования на малодебитных скважинах ПАО «Газпром» // Газотурбинные технологии, – №1. – 2018. – С. 10–14.
5. Паранин Ю. А., Биктимеров Ш. Ш., Налимов В. Н., Сидоров А. И. Создание винтовой модульной компрессорной установки ТАКАТ для применения в системах компримирования на малодебитных скважинах ПАО «ГАЗПРОМ» // Труды XVII Международной научно-технической конференции «Создание винтовой модульной компрессорной установки ТАКАТ для применения в системах компримирования на малодебитных скважинах ПАО «Газпром» // Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2017). – 2017. – С. 56-56.

### МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАПАДНО-КАТЫЛЬГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Соколов А.А.

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

В настоящее время разработка Западно-Катыльгинского месторождения относится к четвертой стадии, порядка 80 % скважин находится в бездействии, а средняя обводненность месторождения достигает около 83 %. Юрская залежь Западно-Катыльгинского месторождения отличается достаточно неоднородной добычей запасов. Стоит отметить, что на текущий момент оцененные остаточные запасы насчитывают 3,9 млн т при расчетных начальных значениях – 8,5 млн т. В целом по месторождению наблюдается значительная неопределенность в зонах освоения недр. Для повторного определения пространственного положения ствола скважины было задействовано 19 гироскопов, при этом общий фонд месторождения составляет 112 скважин. Было выявлено, что максимальный отход от вертикали точки входа в продуктивный пласт составляет 100 м, кроме того, наблюдается снижение структуры на 12 м. Исходя из этого, структурные построения обладают высокой неопределенностью в геологической модели. Таким образом, для проектирования мероприятий на Западно-Катыльгинском месторождении необходима разработка программы исследований, которая бы позволяла снижать неопределенности в области строительства бокового ствола. На этапах моделирования можно идентифицировать скважины, которые нуждаются в определении инклинометрии. На стадии адаптации работы скважины подтверждаются структурные неопределенности, такие как резкие перепады структуры и наличие куполов вокруг скважины, которые были ранее выявлены при геологическом моделировании.

С. Н. Бузинов, А. И. Ермолаев, З. С. Алиев, И. В. Серебрянников и В. Р. Хачатуров проводили различные исследования и разбирали проблемы по строительству и резке боковых стволов. Множество работ было посвящено изучению эксплуатации боковых стволов, разработке и применению технологий для оптимизации внедрения строительства боковых стволов на различных месторождениях.

Особенности проектирования по резке боковых стволов заключаются в ключевых этапах:

- забурение окна в обсадной колонне;
- ликвидация части эксплуатационной колонны в скважине;
- крепление хвостовика в пробуренный боковой ствол с последующим проведением гидроразрыва пласта.

К основным достоинствам резки бокового ствола можно отнести [1]:

- строительство бокового ствола в бездействующей скважине для восстановления её в эксплуатацию;
- уплотнение плотности фонда скважин благодаря протяженности горизонтальных стволов;
- строительство скважины проходит со снижением затрат из-за использования ранее пробуренного ствола.

Основной целью по вводу строительства боковых стволов на Западно-Катыльгинском месторождении было решение следующих проблем:

- вывод бездействующих скважин и их эффективная эксплуатация, а также эксплуатация аварийных скважин;
- адаптация выработки остаточных запасов нефти из высокообводненных залежей;
- внедрение результативной технологии разработки низкопродуктивных залежей благодаря значительному увеличению продуктивности скважин.

Немаловажными на сегодняшний день являются критерии, определяющие эффективность строительства бокового ствола [2]:

- геолого-промысловые критерии: фильтрационно-емкостные свойства пласта, длина продуктивных отложений, термобарические условия пласта;
- экономически-организационные: минимальный расчетный дебит, при котором скважина будет рентабельна, стоимость остаточных запасов газа;

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

---

– технико-технологические: конструкция скважины при строительстве бокового ствола, технологическая карта бурения бокового ствола, угол входа бокового ствола в продуктивный пласт.

Первым этапом проектирования резки бокового ствола в скважину однозначно является отбор кандидатов для строительства бокового ствола. В рамках данного этапа производится поиск скважин, в которых геолого-технические условия залегания продуктивного пласта и строения скважины благоприятны для забуривания бокового ствола. Условия, относящиеся к благоприятным, относятся те, которые позволяют сопоставить скважины-кандидаты к разряду перспективных. При этом на этапе отбора скважин для резки бокового ствола также включают следующие подэтапы [3]:

– обозначается набор критериев (геологические, технические и технологические), удовлетворяющих благоприятным условиям строительства бокового ствола;

– производится расчет условной эффективности от резки бокового ствола от определенных условий скважины-кандидата.

Следующим этапом при проектировании строительства является повышение качества крепления хвостовика в боковом стволе. Для этого предлагаются технологические решения [5]:

1. Применение перфорации щелевой гидрорезкой струей, которая позволяет увеличить дебит в 9–14 раз, а приемистость в 15 раз;

2. Разработка и использование тампонажных составов с регулируемыми технологическими свойствами;

3. Реализация технологии по подготовке бокового ствола скважины к цементированию, в которой будет использоваться современное оборудование.

Также стоит отметить и важнейшие проблемы в процессе резки бокового ствола, связанные с креплением хвостовика [6]:

– большая интенсивность изменения кривизны ствола;

– недопустимые кольцевые зазоры между стенками скважины и обратными клапанами;

– низкие давления в пластах, разрабатываемые с применением системы заводнения.

Использование расширяющихся тампонажных составов в качестве решения проблемы с креплением хвостовика достигло следующих результатов:

– повышение растекаемости цемента влечет к качественному цементированию;

– увеличение содержания твердых фаз в буровом растворе значительно снижает качество цементирования;

– достижение снижения показателя фильтрации цементного раствора повышает качество крепления хвостовика бокового ствола.

Из статьи Г. В. Окроелидзе [4] следует, что подбор кандидата для забуривания бокового ствола осуществляется по следующим критериям:

1. Выбор интервала для строительства бокового ствола осуществляется там, где отсутствует горизонт нефтегазоносности;

2. Отсутствие в определенном интервале перетоков по колонному пространству;

3. Сохранение целостности эксплуатационной колонны;

4. Для достижения качественного крепления хвостовика, необходимо обеспечить резку бокового ствола в устойчивых отложениях с отсутствием поглощения;

5. Соблюдение расстояния между боковыми стволами (не менее 30 м).

Таким образом, бурение боковых стволов, как метод восстановления бездействующих скважин, является достаточно перспективной технологией для извлечения остаточных запасов на месторождениях, которые находятся на завершающей стадии разработки. Интенсификация развития и внедрения данной технологии способствует вовлечению неохваченных запасов нефти в разработку из залежей с узкими нефтяными оторочками, краевых и охранных зон, слабодренруемых и пластов с низкой продуктивностью.

### Литература

1. Исхаков Р. Р. и др. Методика проектирования боковых стволов скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом поздней стадии их разработки // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 38-41.
2. Исхаков Р. Р. Методы проектирования разработки газовых месторождений с применением боковых стволов скважин: дис. – Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий, 2013.
3. Кузьмина С. С. и др. Комплексный подход к планированию и проведению бурения боковых стволов в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 28-30.
4. Окроелидзе Г. В. и др. Опыт проектирования и строительства многоствольных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 54-55.
5. Устькачкинцев Е. Н. и др. Определение критериев выбора скважин-кандидатов для резки в них боковых стволов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 78-81.
6. Чернышов С. Е., Крысин Н. И. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4. – № 1. – С. 38-43.

**ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Сытникова С.А.**

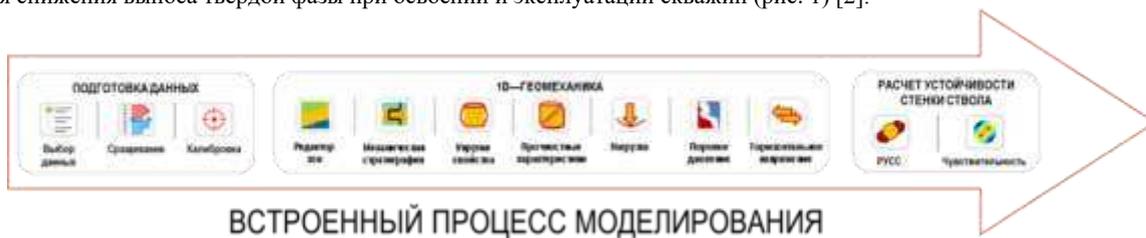
Научный руководитель профессор М.В. Коровкин

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

Разработка месторождений нефти и газа связана с вторжением в недра на этапе разбуривания, освоения и опробования скважин, последующей интенсификации посредством поддержания пластового давления, гидроразрывом пласта, и влечет за собой изменения напряженного состояния продуктивного пласта, вмещающих пород. Свойства горных пород изменяются в последовательности литологических комплексов, и каждый тип пород по-разному реагирует на изменение напряжений. Разведочным и добывающим компаниям необходимо понимать взаимосвязь между геологическими, петрофизическими свойствами пород, пластовыми давлениями, температурой и прочими условиями, а ключом к такому пониманию является геомеханическое моделирование, которое существенно повышает эффективность эксплуатации месторождений за счет уменьшения затрат, снижения рисков при бурении и освоении скважин.

Геомеханическое моделирование представляет собой последовательный процесс определения механических свойств горной породы и ее реакций на воздействия в процессе разработки месторождения. Для определения технологических параметров разработки месторождения необходимо понимать текущее состояние пласта в районе закачки: градиенты поглощений и гидроразрыва, пластовое давление, а также проницаемость и пористость.

Первое представление о напряженном состоянии на этапе поисково-разведочных работ, где основной задачей является безаварийное бурение скважин, формируется инструментами 1D – геомеханического моделирования, являющегося численным представлением механических свойств, давлений и напряжений (МСДН) горной породы вдоль траектории скважины. Модель описывает поведение горного массива с точки зрения деформаций и разрушений и позволяет оценить плотность бурового раствора для минимизации обрушений и поглощений, выбрать оптимальные углы вскрытия осложненных интервалов, оптимизировать конструкцию обсадной колонны, определить упругие свойства и напряжения для проектирования гидроразрыва пласта, определить максимально допустимую депрессию для снижения выноса твердой фазы при освоении и эксплуатации скважин (рис. 1) [2].



*Рис. 1. Процесс одномерного геомеханического моделирования*

При ее построении используются данные геофизических исследований скважин. Определение минимального набора необходимых комплексов ГИС, исследований керна, числа опорных скважин и объема необходимых дополнительных исследований для каждого типа скважин является базовым для начала формирования качественной геомеханической модели (рис. 2).



*Рис. 2. Комплекс ГИС для построения геомеханической модели*

Процесс геомеханического сопровождения разработки залежей углеводородов заключается в совмещенном геолого-геомеханическом и гидродинамическом моделировании. При моделировании начальной стадии разработки месторождения, где изменения пластового давления носят преимущественно локальный характер в окрестности эксплуатируемых скважин, применяется 3D геомеханическая модель, позволяющую учесть изменение геологического

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

разреза по латерали и влияние тектоники. Основные цели, которые она решает – это оптимизация эксплуатационного бурения на этапе бурения первых эксплуатационных скважин, обеспечение устойчивости ствола скважины, а также предотвращение разрушения призабойной зоны и минимизация выноса твердой фазы [1]. Построение полномасштабной трехмерной модели механических свойств среды на основании результатов одномерного геомеханического анализа позволяет учитывать неоднородность свойств в пространстве, влияние структурных особенностей месторождений (разломы, горизонты), естественной трещиноватости, а также тектонических нагрузок при расчете полного тензора напряжений залежи. Основой для построения 3D – геомеханической модели служат структурная геологическая модель, результаты обработки поверхностной и скважинной сейсморазведки, скважинные геомеханические модели.

В случае геомеханического моделирования более зрелых месторождений спектра задач, решаемых 3D-моделью, недостаточно – необходим переход к 4D геомеханическому моделированию, особенностью которого является – учет перераспределения напряжений в моделируемом объеме горных пород с каждым временным шагом и двусторонней связи гидродинамики и геомеханики. Этот метод воспроизводит процесс деформации целевых интервалов в процессе разработки, что позволяет оценить степень влияния факторов, имеющие характер накопления: увеличивающуюся во времени воронку депрессий, разворот горизонтальных напряжений, повышение влияния вертикальной нагрузки на прискваженные породы, уплотнение породы, изменение коллекторских свойств, смещение вышележащих пород, оказывающих влияние на устойчивость скважины, непроизвольное нарушение изоляции пласта и попадания нагнетаемого флюида за пределы коллектора, а также многое другое. Основой для 4D – геомеханического моделирования являются 3D – геомеханическая и гидродинамическая модели. Гидродинамика описывает движение жидкости в пласте, а геомеханика – деформацию и движение горной породы, интегрируя эти подходы в единую модель можно с высокой точностью прогнозировать изменения свойств коллектора вследствие технологического воздействия.

Целый ряд программных обеспечений позволяет выстраивать геомеханическую модель. Программная платформа Petrel обеспечивает интегрированную и эффективную среду для создания и подготовки 3D геомеханических моделей, а также для 4D геомеханического моделирования месторождения, находящегося в разработке. ООО «РН-БашНИПИнефть» совершенствует корпоративный программный комплекс «РН-СИГМА», предназначенный для геомеханического моделирования при бурении. Программный комплекс GEODRILL предназначен для многоскважинного геомеханического моделирования, оптимизации и сопровождения бурения скважин в режиме реального времени, в то время как Цифровая Экспертная Система PetroDESc позволяет визуализировать скважинные данные, 3D объекты и построенную геомеханическую модель (рис. 3).

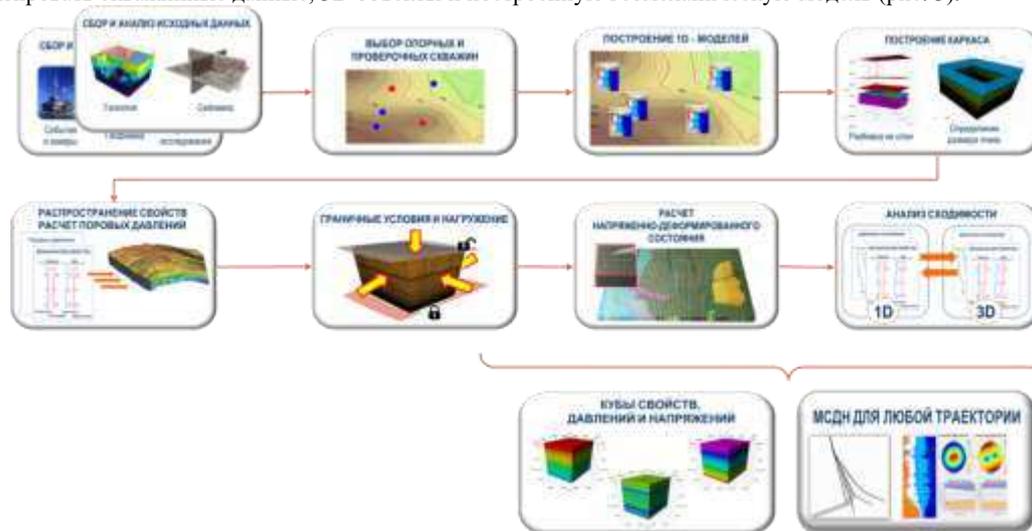


Рис. 3. Формирование 3D геомеханической модели

Геомеханическое моделирование при проектировании разработки месторождений существенно повышает эффективность их эксплуатации за счет уменьшения затрат и снижения рисков при бурении и освоении скважин, оптимизации дизайна гидроразрыва пласта и определения допустимого давления при закачке флюида в пласт в целях поддержания пластового давления. При этом наиболее точный результат дают 3D и 4D-моделирование, которые учитывают изменения свойств пласта в латеральном направлении, влияние тектоника, гидродинамики, не только по объему горного массива, но и во времени эксплуатации месторождения, соответственно [3]. На основании полученного прогноза определяют целесообразность разработки и выбирают оптимальные стратегии и технологии добычи. Проводится оптимизация схемы бурения, конструкций скважин, систем заканчивания и режимов добычи с целью максимизации накопленного дебита.

### Литература

1. Ляпин И. Н., Королев Д. О., Коровин И. Ю., Корнев А. Ю., Коваль М. Е., Попов А. А. Опыт применения геомеханического моделирования на этапе проектирования скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 10.– С. 17–20.

2. Павлов В. А. и др. Развитие геомеханического моделирования в России // Технологии нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 3-9.
3. Поляков Д. А., Павлов В. А., Павлюков Н. А., Поленов С. В., Донцов Э. Н., Черных Д. Г., Голубков Д. Е., Самойлов М. И. Интегрированный подход к планированию бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и эксплуатации скважин на основе цифровой геомеханической модели залежи с учетом влияния разработки // Нефтепромысловое дело. 2019. – № 11. – С. 44–50.

## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОБОПОДГОТОВКИ И АНАЛИЗА ГАЗОВ, РАСТВОРЁННЫХ В ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРИРОДНЫХ ВОДАХ

Терехов Д.И., Смирнова Н.А.

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

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

Воды, как природного, так и технического происхождения, оказывают сильное геохимическое и геофизическое влияние на различные процессы в нефтяных и газовых месторождениях. Важными компонентами природных и технических вод являются растворённые в них газы. В ряде работ [1, 2, 3] было показано, что при высокой обводненности продукции нефтедобывающих скважин наблюдается рост промышленного газового фактора за счет вклада водорастворенных газов. Не смотря на доказанное влияние процесса дегазации пластовой воды на процесс разработки месторождений, на данный момент отсутствуют регламентирующие документы, позволяющие учитывать данный фактор при подсчете запасов. Одной из основных проблем в данном направлении является отсутствие разработанной методики извлечения и анализа водорастворенных газов. Помимо прикладных задач при разработке месторождений, изучение газов, растворенных в природных водах, приобретает все большее значение в области вулканологии и сейсмологии. Растворенные в природных водах газы успешно используются в геохимических исследованиях для решения гидрогеологических и геотермических задач. Кроме того, в одной из работ [4] было высказано предположение, что вариации некоторых газовых компонентов могут быть реперами возобновляющейся сейсмической активности. Таким образом, разработка подхода по определению компонентного состава водорастворенного газа является актуальной задачей в настоящее время.

Определение компонентного состава газа, растворённого в воде, можно разделить на 3 основных этапа:

1. Пробоподготовка – извлечение водорастворимых газов.
2. Анализ полученного газа.
3. Математический расчёт результатов анализа.

Наиболее сложным представляется первый этап, так как выделение достаточного объёма представительной пробы газа часто сопряжено с рядом технических трудностей.

Существует несколько групп методов извлечения и анализа водорастворённых газов из водных растворов.

1. Выделение с помощью создания вакуума
2. Выделение посредством кипячения
3. Прямое введение жидкой пробы
4. Резкстракция растворённых газов новой газовой фазой.

В данной работе был выбран метод резкстракции газов новой газовой фазой (аргоном). Данный метод имеет ряд преимуществ по сравнению с остальными: простота аппаратного оформления, значительный объем выделяющегося газа, отсутствие завоздушивания пробы.

В зависимости от ряда факторов (минерализация, температура, давление в системе газ-вода, pH раствора и т. д.), воды способны растворять в себе самые разные объёмы газа: от нескольких миллилитров при атмосферном давлении, до нескольких литров на литр воды при пластовых условиях. Таким образом, при разработке подхода по анализу водорастворенных газов необходимо оценить влияние всех перечисленных параметров.

Целями настоящей работы является разработка эффективной методики извлечения растворённых в воде газов с последующим их определением газохроматографическим методом. Важным начальным условием методики было поставлено изучение водорастворённых газов из воды при атмосферном давлении – без использования специальных глубинных или переносных пробоотборников, а также PVT ячеек. Данный подход, несомненно, имеет свои недостатки и достоинства. К недостаткам можно отнести загрязнение проб воды воздухом и необходимость наличия относительно большого объёма воды (не менее 5 л). К достоинствам метода можно отнести отсутствие использования специальных дорогостоящих пробоотборников, длительный срок хранения проб воды для анализа, а также возможность использования одной пробы воды на несколько видов анализа. Кроме того, в отличие от кипячения, в воде не происходит химических превращений и в сочетании с газохроматографическим анализом метод можно использовать для широкого круга анализируемых водных растворов.

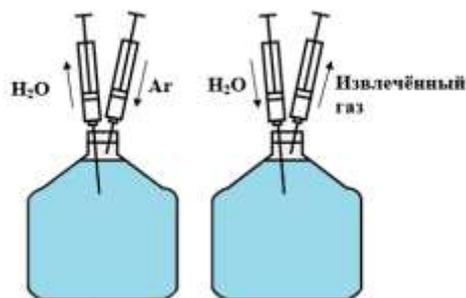
На первом этапе проведения эксперимента была создана модель на основе водопроводной воды и растворённой в ней поверочной газовой смеси (для последующих этапов планируется использование пластовой, подтоварной и других видов растворов). Для приготовления модельной смеси через слой водопроводной воды была пропущена поверочная газовая смесь известного состава. Время насыщения воды газом составило 1,5 часа.

Сущность метода резкстракции заключается в вытеснении водорастворенных газовых компонентов другой, более легкорастворимой газовой фазой. В качестве компонента был выбран аргон благодаря относительно высокой растворимости в воде, инертности, и доступности. Кроме того, пик аргона не перекрывается с ключевыми компонентами газовой смеси на хроматограмме.

Замещение растворенных газовых компонентов аргоном проводилось с использованием установки, приведенной на рисунке 1. На первой стадии (рис. 1а) происходит введение чистой порции аргона объемом 50 мл

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

с одновременным удалением воды того же объема для уравнивания давления и общего объема. Для более тщательного замещения аргона на молекулы водорастворенных газов, систему оставляли на 24 ч с периодическим встряхиваем через каждые 2 часа. На втором этапе происходит извлечение высвободившегося газа путем добавления 50 мл воды как показано на рисунке 1б.



**Рис. 1. Установка для вытеснения водорастворенных газовых компонентов:  
а) введение аргона; б) взвешивания смеси растворенного газа**

Анализ извлеченного газа проводился на газовом хроматографе «Кристалл 5000.2» Данный хроматограф оснащён модулем, состоящим из 4-х хроматографических колонок и 4-х детекторов (3 ДТП и ПИД). Градуировка хроматографа осуществлялась с помощью поверочной газовой смеси (ПГС), в состав которой входили как неуглеводородные, так и углеводородные газы. Результаты компонентного состава водорастворенного газа и газа, который использовался для насыщения раствора (ПГС), приведены в таблице 1.

**Таблица 1**

№ ПП	Наименование пробы	Содержание, мольная доля, %	Метан/этан	Этан/Пропан	изо-/н-С4	изо-/н-С5	N2+O2	He	H2	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10	n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	C6H14	C7H16	C8H18	Сумма
1	Извлеченный газ	%, мольн	15,25	1,53	0,42	0,58	39,556	0,013	0,033	14,657	1,243	39,612	2,598	1,701	0,158	0,376	0,012	0,021	0,012	0,004	0,001	100,0
2	ПГС	%, мольн	16,21	1,29	0,54	0,61	0,090	0,082	0,088	1,539	0,819	86,110	5,312	4,121	0,549	1,021	0,050	0,082	0,067	0,040	0,030	100,0

Из результатов анализа очевидно, что поверочная газовая смесь растворилась в воде и была извлечена в достаточных для анализа количествах. Извлеченный газ обладает высоким содержанием аргона, который был использован в качестве замещающего газа (рис. 1-а). Однако в полученном образце наблюдается высокое содержание метана и его гомологов. Несмотря на пониженные значения углеводородных компонентов, сохранилось соотношение компонентов относительно друг друга, что подтверждается коэффициентами Метан/Этан, этан/пропан (табл. 1). Кроме того, соотношения между изомерами бутана и пентана также сохранились и очень близки к данным из ПГС (коэффициенты i-/n-C4 и i-/n-C5). Таким образом, состав извлеченного водорастворенного газа совпадает с газом, который использовался для приготовления модельной смеси.

В таблице 2 показаны нормализованные на сумму углеводородов концентрации компонентов.

**Таблица 2**

№ ПП	Наименование пробы	Содержание, мольная доля, %	Метан/этан	Этан/Пропан	изо-/н-С4	изо-/н-С5	Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	н-Бутан	н-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан	Сумма
1	ПГС	%, мольн	16,21	1,29	0,54	0,61	88,427	5,455	4,232	0,563	1,048	0,051	0,084	0,069	0,041	0,030	100,0
2	ПГС из воды	%, мольн	15,25	1,53	0,42	0,58	89,025	5,839	3,822	0,354	0,845	0,028	0,048	0,027	0,009	0,003	100,0

При рассмотрении только углеводородных компонентов (табл. 2), наблюдается хорошая сходимость по содержанию метана и этана в ПГС и газе рекстракции. Содержание гомологов метана (С3+) в извлеченном газе закономерно снижается в соответствии с уменьшением их растворимости в воде при нормальных условиях (атмосферное давление, температура 20 °С).

В данной работе была показана принципиальная возможность использования выбранного подхода, основанного на рекстракции растворенных газов новой газовой фазой. Данный подход позволяет извлечь и идентифицировать газы, а также получить корректные результаты компонентного состава водорастворенных газов.

#### Литература

1. Баймухаметов М. К. и др. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 8. – С. 104-111.
2. Гульятяева Н. А., Тощев Э. Н. Массообмен в системе нефть-газ-вода и его влияние на добычу нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 100-103.
3. Фоминых О. В., Леонтьев С. А., Мороз В. Н. Об определении объема газа, растворенного в попутно-добываемой воде при разработке нефтяных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 108-120.
4. Capasso G., Inguaggiato S. A simple method for the determination of dissolved gases in natural waters. An application to thermal waters from Vulcano Island // Applied Geochemistry. – 1998. – Т. 13. – № 5. – С. 631-642.

**РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ**

**Хагай Д.Э., Хагай Е.С.**

Научный руководитель доцент В.С. Рукавишников

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

По оценкам специалистов, добыча нефти и газа в 30–40-х гг. XXI века «выйдет на полку», а дальше начнет падать. В связи с этим нефтегазодобывающие компании России будут вынуждены дополнительно вводить в разработку новые месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Разработка таких месторождений требует оперативного мониторинга уточнения геологического строения залежей и их фильтрационно-емкостных свойств. Одним из наиболее достоверных источников такой информации являются гидродинамические исследования (ГДИ) скважин [1]. Однако, использование традиционных методов для мониторинга гидродинамических параметров не обеспечивает необходимую оперативность получения данных, что существенно сказывается на качестве оперативности решений разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) и, как следствие, на успешности инвестиционных решений. В этой связи, необходимо переходить от традиционных ГДИ на автоматизированный контроль эксплуатации скважин.

Идея автоматизации контроля и обработки данных ГДИ скважин зародилась достаточно давно. Например, развиваемая с 2008 г. в ООО «Салым Петролеум Девелопмент» технология «smart wells» – цифровой «умной скважины», позволяет обрабатывать данные со скважины в режиме реального времени. В работах (Еремина Н. А.) приведены основные характеристики и особенности «умного месторождения» как на суше, так и на море. Работы в направлении интерпретации данных сосредотачивались на применении разнообразных методов нелинейной регрессии для адаптации ГДИС (Homoky and Koderitz, 1985; Abbaszadeh and Kamal, 1988). Важно отметить, что в крупных нефтегазодобывающих компаниях России фактически произошел переход значительного числа активов в категорию «умная скважина». Однако, в последние годы при разработке месторождений с ТРИЗ стали массово буриться горизонтальные скважины с многостадийными гидроразрывами пластов, компании снова столкнулись с новыми вызовами [2]. Сегодня перед ними стоит сложная задача, требующая оперативного учета УВС в месторождениях с ТРИЗ.

В данной работе предлагается концепция реализации автоматизированной системы удаленного «online» мониторинга параметров скважины, описывается отечественная система дистанционного контроля с модулем адаптивной идентификации данных ГДИ скважин, которая позволит осуществлять более эффективную нефтедобычу в месторождениях с ТРИЗ, снизить внеплановые простои и потери по добычи нефти, а также минимизировать риски, такие как человеческий фактор.

В основу системы легли теоретические исследования и практические наработки в области ГДИ скважин, оптимизации, линейной алгебры, а также современные исследования системного анализа. Основой алгоритма адаптивной интерпретации, описанной в работах [3] является интегрированная система модели КВД радиального потока, с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информацией и экспертных оценок радиальной проницаемости. Реализацию автоматизации производственного процесса проведения ГДИ скважин можно разбить на несколько последовательных этапов: оснащение скважины, месторождения аппаратно-программным комплексом дистанционного мониторинга, поиск кандидатов для проведения ГДИ скважин, организация передачи данных в режиме реального времени, завершение и интерпретация ГДИ скважин. Каждый этап требует методикоалгоритмической проработки для всех видов исследований.

Система дистанционного контроля (СДК) состоит из скважинного контрольно-измерительного комплекса зондового типа, блока передачи данных в режиме реального времени, модуля накопления и хранения данных, специализированного серверного и клиентского программного обеспечения, для комплексной обработки и вывода информации.

Комплекс работ определяется исходя из текущего состояния объектов разработки, выбранных скважин их состояния по фонду и комплектации погружным и устьевым оборудованием и состоит из проведения работ по монтажу оборудования на скважинах, организации передачи данных в режиме реального времени, получения информации по работе скважины конечным пользователем, проведение гидродинамических исследований и обслуживание данных систем.

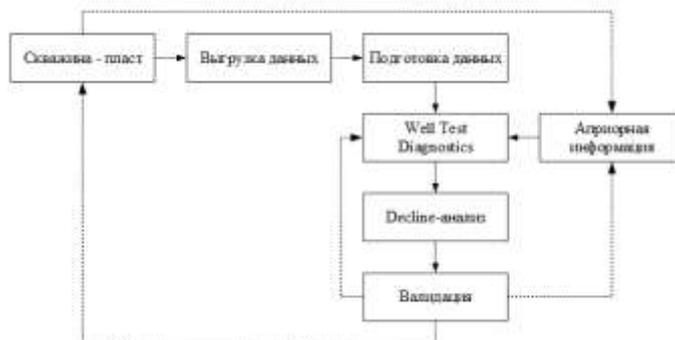


*Рис. 1. Состав оборудования системы дистанционного контроля*

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

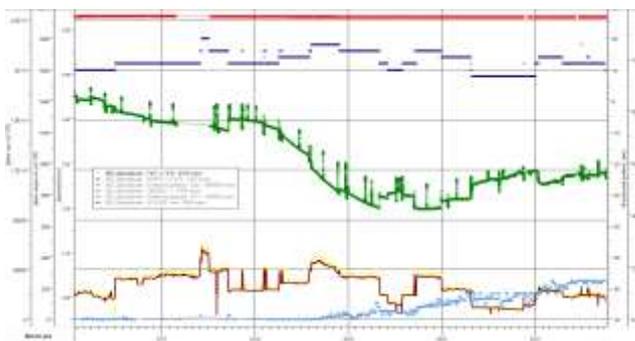
Результаты измерения записываются в энергозависимую память в виде кодов или истинных значений давления и температуры. Полученные исследовательские данные могут быть отображены на мониторе компьютера и выведены на принтере в виде таблицы или графика в полной версии или в виде детализированных фрагментов.

Передача полученных измерений осуществляется в специализированные пакеты программного обеспечения, которые эксплуатируются в двух режимах: в режиме реального времени (время отклика не более 5с) и в режиме накопления до 406000 измерений. Идентификацию и интерпретацию данных можно разделить по группам (рисунок 2). Реализация предлагаемой системы осуществляется на базе собственного программного продукта «Well Test Diagnostics» и программного обеспечения от «kappa workstation».

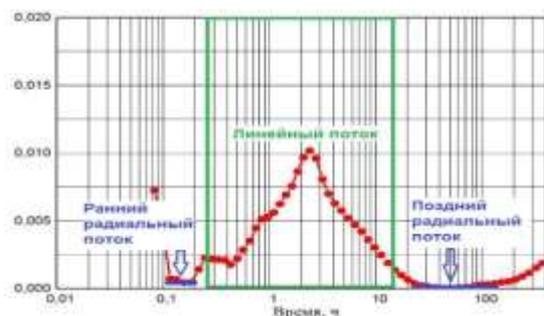


**Рис. 2. Схема организации работ при обработке данных добычи**

На первом этапе производится автоматическая выгрузка данных с системы СДК кривых забойного давления. Выгруженные данные автоматически обрабатываются и приводятся к нужному формату. Априорная информация учитывается для повышения устойчивости результатов и ограничения на ряд выдаваемых показателей. В процессе работы модуль «Well Test Diagnostics» производит автоматическое моделирование, идентификацию и определение гидродинамических параметров в режиме нормальной эксплуатации скважины, а также определение время завершения исследования во время кривой восстановления давления КВД. На завершающем этапе инженер интерпретатор выполняет валидацию полученных результатов и в случае достоверности сохраняет в базу данных.



**Рис. 3. входные данные P и Q**



**Рис. 4. Диагностический график выделения потоков**

Для оценки достоверности полученных данных было выполнено сравнение результатов обработки КВД в программе «Well Test Diagnostics» и «Saphir». Основные полученные параметры интерпретации представлены в таблице.

**Таблица**

**Результаты обработки данных КВД горизонтальной скважины**

Метод интерпретации	Проницаемость, мД	Скин-фактор	Гидропроводность, Д*см/спз	Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с
Well Test Diagnostics	0,71	-4,67	224,17	26,44
Saphir	0,68	-4,74	221,19	26,21

Прогресс в области измерительных устройств, технологических разработок и вычислительных ресурсов на сегодняшний день дает возможность внедрять системы для автоматизации трудоемких процессов, которые требуют специализированного анализа и оценок. При обработке данных ГДИС, полностью заменить человеческий интеллект алгоритмами пока что невозможно. Однако, выполнение стандартных задач может и должно быть автоматизировано.

Данная работа показывает, что наша схема организации работ в процессе ГДИ позволяет сократить трудозатраты на контроль и обработку данных, значительно повысить точность определения оценок параметров

пласта и скважины, выделять фильтрационные потоки с одновременной оценкой параметров пласта и скважины в процессе проведения ГДИ, сократить время исследования скважин.

Литература

1. Антропов В. Ф. и др. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Руководящий документ. – РД 153-39.0-109-01.–М.: Наука, 2002.–75 с, 2002.
2. Ипатов А. И. Проблемы информационного обеспечения горизонтальных эксплуатационных скважин в эпоху «цифровой трансформации» // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – № 4. – С. 12-19.
3. Сергеев В. Л., Хоанг Д. В., Хагай Д. Э. Модели и алгоритмы адаптивного метода диагностики фильтрационных потоков в процессе испытаний горизонтальных скважин // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2019. – Т. 22. – № 2. – С. 90-95.

**ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ НА КОЛИЧЕСТВО АДсорБИРОВАННОГО ПАВ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА**

**Хаюзкин А.С.**

Научный руководитель доцент Т.Р. Закиров  
 Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

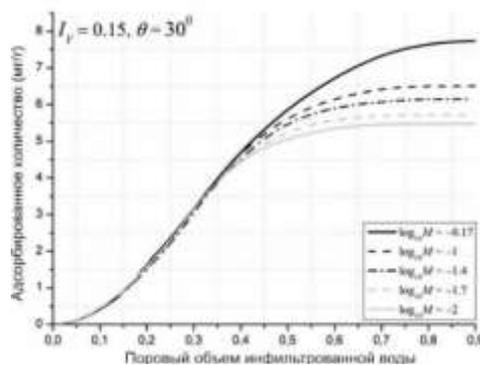
В данной работе исследуется проблема динамической адсорбции водорастворимого ПАВ при заводнении нефтенасыщенных пористых сред, или, другими словами, при двухфазном несмешивающемся вытеснении, которое существенно сложнее по сравнению с однофазными потоками.

В этой работе изучено влияние вязкости нефти на количество адсорбированного ПАВ в пористых средах с различными коэффициентами беспорядка. Численное моделирование выполнено для девяти вязкостей нефти в диапазоне от  $1.5 \cdot 10^{-6}$  (легкая) до  $100 \cdot 10^{-6}$  (тяжелая) м<sup>2</sup>/с и для десяти значений  $I_V=(0.01-0.15)$  (коэффициент беспорядочности, характеризующий неоднородность порового пространства, всего 90 численных экспериментов). Для таких условий соотношение вязкостей вода-нефть  $\log_{10}M$  находится в диапазоне от  $-2$  до  $-0.17$ . Рассмотрены два случая: вытеснение в режимах глубокого дренажа и глубокого пропитывания.

Режим глубокого дренажа. Результаты были получены при угле смачивания  $\theta=30^\circ$ . На рисунке 1 показана серия кривых динамической адсорбции для высокого значения  $I_V=0.15$ . Можно выделить следующие тенденции. Во-первых, коэффициент вязкости влияет на динамику адсорбции только при поровых объемах PV закачиваемой воды больше 0.35, тогда как при PV<0.35 адсорбция не зависит от M, о чем свидетельствуют совпадающие кривые. Во-вторых, при PV>0.35 увеличение вязкости нефти способствует подавлению динамической адсорбции и адсорбированного количества в установившемся режиме. Эффект можно считать значительным: увеличение вязкости нефти от минимального до максимального значения приводит к снижению адсорбированного количества на 40 % (с 7.65 до 5.5 мг/г).

Для анализа выявленных тенденций обратимся к динамике длины межфазного контакта ПАВ-адсорбент (LFS), представленной на рисунке 2а. Согласно представленным данным, при PV<0.35 вязкость нефти не влияет на динамику LFS, что объясняет независимость динамической адсорбции от соотношения вязкостей на рисунке 1.

Было обнаружено, что вязкость нефти сильно влияет на время прорыва ПАВ. При  $\log_{10}M = -0.17$  ПАВ начинает вытекать, когда насыщенность водной фазы, обозначаемая как  $S_w$  и равная PV закачиваемой воды до прорыва, равна 0.5, а при  $\log_{10}M = -2$ ,  $S_w$  падает до 0.24. Значительное влияние коэффициента вязкости на  $L^{FS}$  было обнаружено сразу после прорыва поверхностно-активного вещества. Как показано на рисунке 2а, увеличение вязкости нефти, во-первых, подавляет динамику  $L^{FS}$ , а во-вторых, способствует снижению  $L^{FS}$  в установившемся режиме. Можно констатировать, что поведение кривых  $L^{FS}$  после прорыва ПАВ определяет динамику адсорбции на рисунке 1.



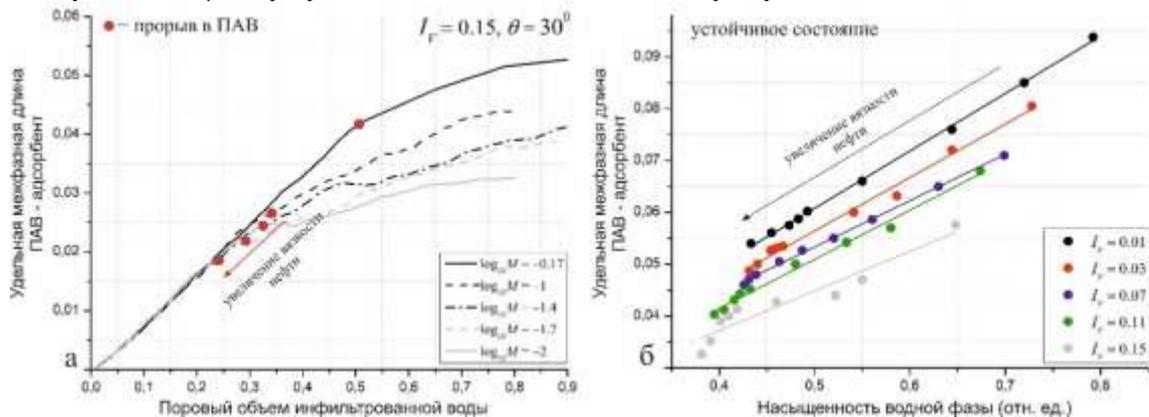
**Рис. 1. Влияние соотношения вязкостей на динамические кривые адсорбции в высокогетерогенной структуре ( $I_V = 0.15$ ) в режиме глубокого дренажа ( $\theta = 30^\circ$ )**

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

Возникает вопрос: от чего зависит  $L^{FS}$  в установившемся режиме? На рисунке 2б представлена зависимость между  $L^{FS}$  и  $S_w$ , обнаруженная в установившемся режиме (серая кривая – для  $I_V = 0.15$ ), согласно которой обнаруживается прямая связь между этими характеристиками вытеснения. Таким образом, длина границы раздела между ПАВ и адсорбентом определяется насыщенностью водной фазы или эффективностью нефтеотдачи. Результаты показывают, что увеличение вязкости нефти способствует снижению  $S_w$  и, соответственно,  $L^{FS}$ , что согласуется со многими исследованиями [1]. Эта тенденция оправдывает негативное влияние вязкости нефти на адсорбированное количество ПАВ, показанное на рисунке 1.

На рисунке 3 показана зависимость между коэффициентом соотношения вязкостей  $M$  и количеством адсорбированного вещества в стационарном состоянии для различных коэффициентов беспорядочности.

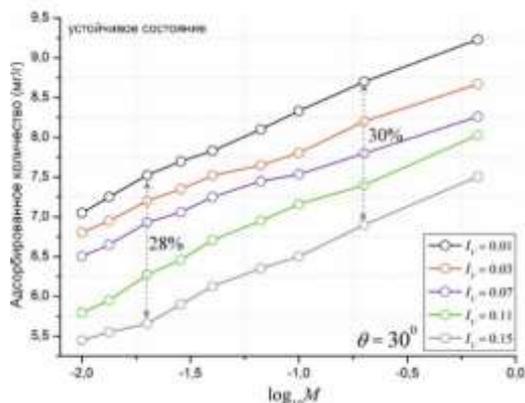
Можно сформулировать несколько тенденций. Во-первых, увеличение коэффициента беспорядочности подавляет адсорбированное количество для каждого соотношения вязкостей. В дополнение к предыдущим обсуждениям обратимся к рисунку 2б. Полученные зависимости показывают, что увеличение  $I_V$  способствует к снижению эффективности вытеснения, что подтверждается работами [2]. Прямая связь между  $L^{FS}$  и  $S_w$  объясняет негативное влияние коэффициента беспорядочности на адсорбированное количество. Во-вторых, сила влияния коэффициента беспорядочности примерно одинакова для всех соотношений вязкостей. Как показано на рисунке 3, за счет увеличения  $I_V$  адсорбированное количество ПАВ снижается примерно на 30 %.



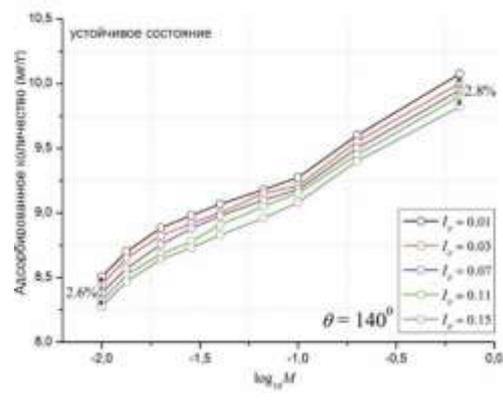
**Рис. 2. а) развитие удельной длины границы раздела между ПАВ и адсорбентом при различных коэффициентах разупорядочения; б) связь между удельной длиной межфазной границы и насыщенностью водной фазы при различных коэффициентах разупорядочения**

Режим глубокой пропитки. Далее рассматривается случай  $\theta = 140^\circ$ . На рисунке 4 показано влияние коэффициента беспорядочности на адсорбированное количество, полученное при различных соотношениях вязкостей в стационарном состоянии. Как и ожидалось, обнаружено, что уменьшение  $\log_{10}M$  способствует подавлению адсорбированного количества, так же, как и в режиме дренажа (рис. 3). Причина такого эффекта уже обсуждалась в предыдущем подразделе и объясняется отрицательным влиянием вязкости нефти на длину границы раздела ПАВ-адсорбент, определяющую количество адсорбированного вещества в стационарном состоянии.

Основной результат, представленный в этом разделе, состоит в том, что влияние коэффициента беспорядочности на количество адсорбированного вещества не зависит от соотношения вязкостей в режиме пропитки. По сравнению со случаем дренажного режима мощность этого эффекта значительно ниже и составляет около 2.7 %. Выявленная особенность связана с очень слабым влиянием  $I_V$  на  $L^{FS}$  в режиме пропитки при  $\log_{10}M = -1$ .



**Рис. 3. Влияние соотношения вязкостей и коэффициента разупорядочения на количество адсорбированного вещества в стационарном состоянии при  $\theta = 30^\circ$**



**Рис. 4. Влияние соотношения вязкостей и коэффициента разупорядочения на количество адсорбированного вещества в стационарном состоянии при  $\theta = 140^\circ$**

Таким образом, увеличение вязкости нефти приводит к подавлению адсорбированного количества. Установлено, что влияние вязкости нефти проявляется после прорыва ПАВ, тогда как до прорыва динамическая адсорбция не зависит от соотношения вязкостей. Увеличение коэффициента неупорядоченности способствует уменьшению адсорбированного количества. Влияние неоднородности порового пространства сильнее в режиме дренирования, но не зависит от соотношения вязкостей.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФ 23-71-01008.

Литература

1. Liu H., Zhang Y., Valocchi A. J. Lattice Boltzmann simulation of immiscible fluid displacement in porous media: Homogeneous versus heterogeneous pore network // *Physics of Fluids*. – 2015. – Т. 27. – № 5.
2. Holtzman R. Effects of pore-scale disorder on fluid displacement in partially-wettable porous media // *Scientific reports*. – 2016. – Т. 6. – № 1. – С. 36221.

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА  
СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ БАШКИРСКОГО СВОДА**

Чалова П.О.

Научный руководитель профессор В.И. Галкин

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

Целью исследования является изучение особенностей состава рассеянного органического вещества (РОВ) в пределах северной части Башкирского свода (БС) Пермского края (рис. 1). В геологическом отношении БС приурочен к восточной окраине Восточно-Европейской платформы, в тектоническом плане относится в структуре I порядка, осложненной структурами II порядка - валами и III порядка - локальными поднятиями. Промышленная нефтеносность БС отмечается во всех нефтегазоносных комплексах (НГК), характерных для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Территория свода является высоко изученной в пределах Пермского края.

Геохимические характеристики РОВ в пределах исследуемой территории изучены по данным 62 скважин. Всего проанализировано 1617 образцов кернa. Рассмотрены следующие основные показатели: содержание органического вещества (ОВ, %) и органического углерода (Сорг, %); состав РОВ – процентное содержание хлороформенных (Бхл), петролейных (Бпэ), спиртобензолных (Бсб) битумоидов, содержание гуминовых кислот (Гум.к., %) и нерастворимого остатка (НО, %); характеристика преобразованности РОВ – коэффициент нейтральности битумоида (Кн=Бхл/Бсб, д.д.), битумоидный коэффициент (β, %) [1, 2]. Корреляционная матрица между геохимическими параметрами для территории БС представлена в таблице 1.

Таблица 1

*Корреляционная матрица между геохимическими параметрами северной части Башкирского свода*

Геохимический критерий, %	Среднее значение	Ст.откл.	НО	Сорг,	ОВ	Бпэ	Бхл	Бсб	Гум.К,	Кн	ВЕТА
НО	50.101	41.405	1.000								
Сорг.	1.275	3.079	0.263*	1.000							
ОВ	1.692	4.095	0.262*	1.000*	1.000						
Бпэ	0.018	0.064	-0.127*	0.008	0.009	1.000					
Бхл	0.161	0.542	-0.115*	0.139*	0.139*	0.470*	1.000				
Бсб	0.135	0.246	-0.045	0.231*	0.231*	0.380*	0.587*	1.000			
Гумин Кисл.	0.009	0.034	0.234*	0.687*	0.687*	-0.063	-0.036	0.046	1.000		
Кн	0.692	1.233	-0.186*	0.059	0.060	0.403*	0.797*	0.221*	-0.047	1.000	
β	15.718	25.101	-0.418*	-0.117*	-0.117*	0.501*	0.496*	0.305*	-0.136*	0.566*	1.000

Примечание: \* – статистически значимая корреляционная связь ( $p \leq 0,05$ )

БС охарактеризован 36 корреляционными зависимостями, полученными для 9 геохимических параметров, из которых 26 являются статистически значимыми. Концентрации Сорг, ОВ и β хорошо коррелируют с содержанием битумоидов хлороформенного и спиртобензолного эфиров, а также с гуминовыми кислотами. Величины Бхл, Бсб характеризуются высокими коэффициентами корреляции между собой ( $r = 0.578$ ).

Максимальным коэффициентом корреляции равным 1.00 характеризуется связь между Сорг и ОВ, что объясняется тесной взаимосвязью между углеродом, находящимся в горной породе, и углеродом в составе органического вещества. Также высокий коэффициент корреляции (0.687) отмечается для параметров Сорг и процентного содержания гуминовых кислот.

Несмотря на высокую изученность района прогноз нефтегазоносности остается актуальным на сегодняшний день. В связи с этим интерес вызывает сравнительный анализ особенностей состава РОВ за и в пределах уже открытых и разрабатываемых месторождений.

Для решения задачи накопленные данные по геохимическим параметрам РОВ разделены на 2 класса. класс 1 – определения по скважинам, расположенным в контуре нефтеносности месторождений БС, класс 0 - определения по скважинам, расположенным за пределами месторождений. Далее выполнен анализ геохимических параметров по t-критерию Стьюдента для сравнения величин средних значений в выборках. Известно, что различие в выборках является статистически значимым, если расчетное значение t-критерия превышает теоретическое при уровне

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

значимости  $\alpha = 0,05$  (или достигаемый уровень значимости  $p \leq 0,05$ ) [3]. Результат анализа исследуемых геохимических параметров северной части Башкирского свода по t-критерию Стьюдента представлен в таблице 2.

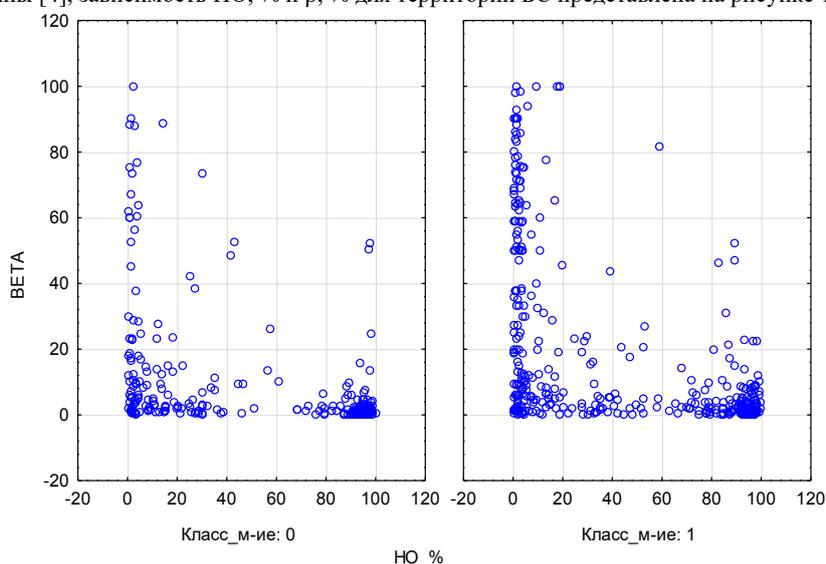
**Таблица 2**

**Результаты анализа геохимических параметров по t-критерию Стьюдента северной части Башкирского свода**

Геохимический критерий, %	Класс 1	Класс 0	t-знач. p-знач.
НО	<u>47.765</u> 0.2-99.5	<u>53.792</u> 0.25-99.98	<u>-1.880</u> 0.061
Сорг.	<u>1.274</u> 0.005-41.68	<u>1.326</u> 0.01-33	<u>-0.222</u> 0.824
ОВ	<u>1.691</u> 0.007-55.43	<u>1.762</u> 0.013-43.89	<u>-0.227</u> 0.821
Бпэ	<u>0.019*</u> 0-0.92	<u>0.008*</u> 0-0.47	<u>3.806*</u> 0.0001
Бхл	<u>0.182*</u> 0-5	<u>0.092*</u> 0-5	<u>3.394*</u> 0.001
Бсб	<u>0.156*</u> 0.0003-2.41	<u>0.124*</u> 0.0003-3.35	<u>2.347*</u> 0.019
Гумин_Кисл,	<u>0.008</u> 0.005-21.277	<u>0.011</u> 0-1.25	<u>-1.324</u> 0.186
Кн	<u>0.784*</u> 0.005-21.276	<u>0.463*</u> 0.012-8.06	<u>4.567*</u> 0.0001
$\beta$	<u>19.042*</u> 0.028-100	<u>10.568*</u> 0.047-100	<u>4.479*</u> 0.0001

Примечание: в числителе – среднее арифметическое значение, в знаменателе – размах значений параметров по всему разрезу, \* – статистически значимое различие средних значений в классах ( $p \leq 0,05$ )

Анализ средних значений в выборках по классам показал статистически значимые различия концентраций Бпэ, Бхл, Бсб, коэффициента нейтральности и  $\beta$  в и за пределами месторождений. Среднее содержание битумоидов в классе 1 (в пределах месторождения) систематически выше. Однако для показателей Сорг и ОВ отмечается обратная зависимость, среднее значение в пределах месторождений меньше, что связано с различием накопления РОВ в приподнятых областях и в областях преимущественного прогибания. Битумоидный коэффициент  $\beta$  характеризует долю подвижных битумоидов в породе, при этом доля подвижных битумоидов и доля нерастворимого осадка – зависимые величины [4], зависимость НО, % и  $\beta$ , % для территории БС представлена на рисунке 1.



**Рис. 1. Зависимость битумоидного коэффициента  $\beta$  от величины нерастворимого остатка (НО) для территории Башкирского свода в (класс 1) и за (класс 0) пределами контуров нефтеносности месторождений**

По рисунку видно, для класса 1 отмечается большая доля образцов расположена в диапазоне  $\beta$  от 0 до 40 % при значении НО близком 0, что свидетельствует о подвижности битумоидов в пределах месторождений.

Таким образом, в результате анализа геохимических особенностей рассеянного органического вещества на территории Башкирского свода выявлена тенденция к обратной взаимосвязи битумоидного коэффициента и величины нерастворимого остатка. Битумоидный состав РОВ в и за пределами месторождений различен. Более высокие средние значения статистически значимых геохимических параметров в пределах разрабатываемых

месторождений подтверждают миграционную способность рассеянного органического вещества, что может быть использовано при актуализации и построении моделей прогноза нефтегазоносности.

Литература

1. Галкин В. И. и др. Геохимические показатели РОВ пород как критерии оценки перспектив нефтегазоносности // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 28-31.
2. Козлова И. А., Галкин В. И., Кривошеков С. Н. Исследование специфических показателей генерации и эмиграции углеводородов рифейско-вендских толщ на территории Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 88-90.
3. Халафян А. А. Statistica 6. Статистический анализ данных. – 2007.
4. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. Геол. – 1967. – № 11. – С. 135-156.

**УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫРАБОТКИ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА  
НА МОБИЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА**

**Чуриков Л., Фирсов Н.В.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

В современных реалиях нефтегазодобычи существует острая необходимость в снижении капиталоемкости производства за счет пересмотра стандартных решений проектирования основной инфраструктуры. Снижение капитальных вложений для нефтегазового производства является необходимым для повышения эффективности месторождения на всем сроке его эксплуатации.

В частности, одним из наиболее успешных решений является применение мобильных и малотоннажных установок, которые возможно использовать до ввода основной инфраструктуры в эксплуатацию. Поскольку период строительно-монтажных работ является длительным процессом и может занимать в среднем до 3 лет, а темп ввода пробуренных скважин увеличивается до возможности запуска основной инфраструктуры подготовки и переработки газа и конденсата, применяется МУПГиК<sup>1</sup>. Эффективное применение данных комплексов можно отметить на месторождениях в ЯНАО<sup>2</sup>, которые имеют производительность до 1000 т/сут по СГК<sup>3</sup> [1] и порядка 2 млн.м<sup>3</sup>/сут по СОГ<sup>4</sup> [2], с возможностью последующего этапного расширения комплекса.

Следовательно, основной особенностью МУПГиК является рациональность их расположения вблизи кустовой площадки, а также более быстрое проведение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ за счет возможности значительного сокращения сроков монтажа технологического оборудования, а также их опциональностью при необходимости проведения модернизации в виде переобвязки технологических линий ввиду изменения технологических параметров разработки объекта либо проведения этапного расширения комплекса с целью обеспечения большей производительности по приему продукции. Таким образом, МУПГиК позволяют без подготовки свайного основания.

Наиболее важным аспектом мобильного комплекса является возможность подключения первоочередных скважин в работу с целью дальнейшей подготовки газа и конденсата на МУПГиК. Таким образом, МУПГиК позволяют получить готовую товарную продукцию на начальных этапах разработки месторождения, однако, за счет использования применяемой трапной технологии стабилизации, процесс удельного выхода СГК имеет технологические ограничения, ввиду чего требуется оптимизация мобильного комплекса с использованием ГРА5 с модернизацией конструктивной особенностью.

На текущий момент стоит отметить, что изучение данного вопроса в РФ находится на этапе НИОКР. Однако, имеется зарубежный опыт инженерно-конструкторских компаний в вопросе реализации проектной модели и проведения гидродинамических расчетов для горизонтальных ректификационных аппаратов с учетом конструктивных особенностей внутренних элементов, в частности – эжектирующих устройств [3].

Говоря более подробно о применяемой «трапной» технологии стабилизации, стоит отметить, что физически процесс основывается на уменьшении растворимости низкокипящих углеводородов при понижении давления (линии редуцирования) и повышении температуры (применение теплообменного оборудования). Процентное содержание низкокипящих углеводородов определяет количество предстоящих ступеней сепарации (рис. 1).

Предлагаемая технология стабилизации с применением ГРА со струйными аппаратами представляет собой аппарат массообменного типа, основными элементами которого наряду с эжекторами являются массообменные тарелки и перегородки. Применение струйных аппаратов (эжекторов) внутри горизонтальной ректификационной колонны, должно обеспечить максимальное вовлечение газожидкостной смеси при помощи кинетической энергии рабочего потока. В результате чего, при смешении двух потоков: эжектируемого эжектирующим, происходит максимальное вовлечение рабочей среды в процессе массообмена, что и позволяет в конечном итоге увеличить выход стабильной фазы. Кроме того, эжектор обеспечивает переток флегмы с тарелки на тарелку. На ректификационных

<sup>1</sup> Мобильная установка подготовки газа и конденсата

<sup>2</sup> Ямало-Ненецкий автономный округ

<sup>3</sup> Стабильный газовый конденсат

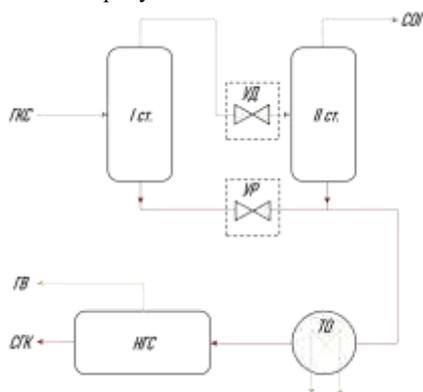
<sup>4</sup> Сухой отбензинный газ

<sup>5</sup> Горизонтальный ректификационный аппарат

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

тарелках происходит контакт восходящих паров со слоем жидкости, образуемому при перетоке флегмы, в результате чего и происходит удельное увеличение выхода СГК (рис. 2).

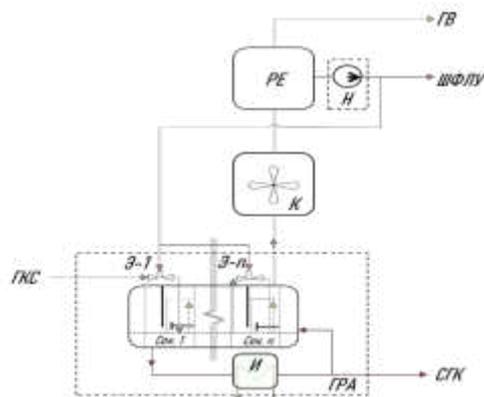
Экспликация к технологическим схемам по вышеприведенным процессам стабилизации конденсата приведена на рисунке 3.



**Рис. 1. Принципиальная технологическая схема трапной технологии**

*ГКС* – газовоконденсатная смесь  
*II ст.* – вторая дефлегмационная  
*НС* – насос для перекачки  
*СГК* – сухой газоконденсатный газ  
*Н* – насос  
*ГР* – газовый конденсат  
*ГР* – газовый конденсат  
*Н* – насос  
*Э-1* – первая дефлегмационная тарелка  
*Э-2* – вторая дефлегмационная тарелка  
*ГР* – газовый конденсат

**Рис. 3. Экспликация технологических потоков и оборудования для рис. 1 и 2**



**Рис. 2. Принципиальная технологическая схема с применением ГРА с эжектором**

Стоит также отметить, что количество секций в предлагаемой конструкции ГРА зависит от особенностей компонентного состава и технологических параметров эксплуатации объекта. Так, чем больше значение газоконденсатного фактора в ГКС<sup>6</sup> и чем меньше давление и температура рабочего (эжектирующего) потока, тем большее количество секций потребуется, следовательно, и длина колонны будет варьироваться. Конструктивно, одна секция представляет собой условно усеченный цилиндр, в котором имеются: перегородка, тарелка и эжектор. При необходимости, возможно модульное исполнение ГРА, т.е. элементы секции будут уточнять исходя из текущих параметров работы объекта.

Предварительные результаты расчетных моделей для одного из месторождений ЯНАО позволяют сделать вывод о потенциальном преимуществе использования предлагаемой горизонтальной колонны со струйными устройствами (эжекторами).

**Таблица**

**Результаты проведения сравнительного расчетного анализа для технологических решений**

	Трапная технология	ГРА с использованием струйных аппаратов
Исходное сырье, т/сут	852,7	
СГК, т/сут	523	638,9
Удельный выход СГК, доли ед.	0,61	0,75
Прирост, т/сут	-	+115,9

Подводя итог, стоит отметить, что при рассмотрении эксплуатации МУШГК, на текущий момент, потенциально наиболее оптимальной технологией стабилизации конденсата является применение ГРА со струйными аппаратами, ввиду чего увеличивается удельный выход СГК. Это позволит значительно увеличить прибыль компании на расчетный срок в 3 года после ввода ГРА в эксплуатацию.

### Литература

- ГОСТ Р. 54389-2011 Конденсат газовый стабильный // Технические условия. – 2019.
- СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия : стандарт организации : издание официальное : утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 25 октября 2010 г. № 359 : введен взамен ОСТ 51.40-93 : дата введения 08-08-2011 / разработан Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»). – Москва: ООО «Газпром экспо», 2011. – 19 с.
- EJECTORS AND JET PUMPS - DESIGN AND PERFORMANCE FOR INCOMPRESSIBLE LIQUID FLOW, ESDU 85032. – URL: <https://datenpdf.com/download/ejectors-and-jet-pumps-design-and-performance-for-pdf> (дата обращения 13.02.2024).

<sup>6</sup> Газоконденсатная смесь

## СЕКЦИЯ 7

### ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

#### ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВОДНОГО РАСТВОРА НА НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ В ПРОЦЕССЕ ИХ ВЫДЕРЖКИ

Александрина П.Е., Корниенко Д.А.

Научный руководитель доцент Ю.С. Дубинов

ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», г. Москва, Россия

В данной работе исследуется изменение прочностных характеристик неметаллических композиционных материалов при разном времени выдержки в водном растворе образцов различной толщины. Для выполнения работы были изготовлены образцы из стеклопластика и углепластика, а с размерами согласно ГОСТ 32656—2017 [1]. В качестве матрицы использована углеткань и стеклоткань полотняного (PLAIN) плетения с плотностью 200 г/м<sup>2</sup>, в качестве наполнителя использовалась эпоксидная смола ЭД-20 с отвердителем Этал-45М.

Первая часть проведенного исследования [3] показала, что при выдержке указанных образцов в растворах с разными pH, наилучший результат упрочнения был выявлен в водном растворе.



*Рис. Процесс выдержки образцов в различных средах*

Для проведения второй части, были изготовлены 4 образца с толщиной в 5, 10, 15 и 20 слоев наполнителя для определения глубины полимеризации матрицы композиционного материала и 3 образца с толщиной в 20 слоев наполнителя для определения оптимального времени выдержки образца. Вслед за процессом изготовления образцы выдерживались в водном растворе, после чего проходили испытание на разрыв.

В результате исследований была получена зависимость глубины полимеризации и процентного упрочнения от толщины образца и времени выдержки, а также удалось создать методику упрочнения изделий из «слоистых» композиционных материалов путем выдержки в водном растворе.

#### Литература

1. ГОСТ 32656-2017 (ISO 527-4:1997, ISO 527-5:2009) Композиты полимерные. Методы испытаний. Испытания на растяжение.
2. Батаев А. А. Композиционные материалы. – Логос, 2006.
3. Дубинов Ю.С., Корниенко Д.А. Исследование технологических свойств композиционных материалов в условиях повышенных вибраций и эксплуатации в агрессивных средах // Технологии обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Сборник тезисов VI научно-технической конференции, Томск, 19–20 сентября 2023 года. – Томск: АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», 2023. – С. 102-106.
4. Прыгаев А. К. и др. Изучение угла поворота слоя-матрицы в неметаллических композитах при изготовлении труб и резервуаров для сжиженного природного газа // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2023. – №. 1. – С. 214-222.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ГЕОМЕТРИЧЕСКОГО СИНТЕЗА НЕКРУГЛЫХ ЗУБЧАТЫХ КОЛЁС  
ПЛАНЕТАРНОГО МЕХАНИЗМА РОТОРНОЙ ГИДРОМАШИНЫ**

**Базаров Б.И.**

Научный руководитель доцент Г.Р. Зиякаев

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

**Ключевые слова:** геометрический синтез

**Введение.** Актуальность: в нефтяной и химической отраслях промышленности до 80 процентов всех процессов связано с перемещением жидкостей и газов. Среди всех перекачивающих устройств рассмотрим планетарную роторную гидромашину.

Планетарная роторная гидромашина (ПРГМ) – это объемная гидромашина, состоящая из центральных зубчатых колёс и плавающих сателлитов. Они используются в основном для перекачки высоковязких жидкостей, таких как масло.

Достоинствами ПРГМ является уравнированность, простая конструкция опорных узлов, высокая быстроходность, надёжность работы, высокий КПД. На данный момент имеет малое распространения из-за сложности проектирования их звеньев и их изготовления. С развитием технологий изготовление становится экономически выгодным. На данный момент такие механизмы применяются в гидромоторах, которые производятся на предприятии ГИДРОМЕХ в Польше.

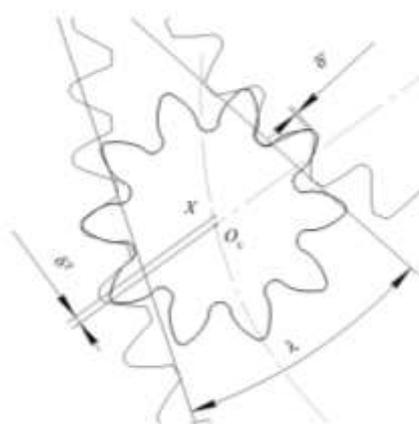
**Обзор.**

Теоретические исследования некруглых зубчатых колёс проводились Ф.Л. Литвиным [3]. Он заложил теоретические основы геометрии и способы нарезания некруглых колёс. В дальнейшем, такие учёные, как Bing-Wen Bai, Jian Gang Li, начинали синтез некруглых колёс с получения их центроид. Далее к центроидам, тем или иным методом, «привязывают» эвольвентные зубья. Выбор шага и формы зубьев представляет достаточно сложную задачу, которая решается разными методами. При этом учитываются углы давления, отсутствие подрезания и заострения зубьев при их профилировании тем или другим инструментом. Решение задачи «озубления» осуществляется аналитическими либо виртуальными методами.

В России изучением гидромашин с некруглыми зубчатыми колёсами занимался Ан И-Кан. По его методике сначала задаётся центроида одного из центральных колёс и две центроиды сателлита [1]. Задаются зависимости, обеспечивающие выполнение необходимых кинематических соотношений и условий замкнутости центроид. В итоге получается центроида второго центрального колеса как огибающая второй центроиды сателлита. Затем на эти центроиды накладываются профили зубьев с использованием методов теории зацеплений. Но в статье Д. В. Фадюшина и Г. Ю. Волкова «Методика геометрического проектирования некруглых зубчатых звеньев планетарной роторной гидромашин» указали, что недостатком такого метода является сложность его реализации [4].

Также они указали, что методика, изложенная в статье Geometric Synthesis of the Planetary Mechanism for a Rotary Hydraulic Machine (Volkov G.Yu., Kurasov D.A., Gorbunov M.V.), проще, чем метод предложенный Ан И-Каном. Эта методика доступна для широкого круга пользователей и вполне работоспособна в большинстве практических случаев, но в некоторых схемах гидромашин возникает проблема в виде уменьшения боковых зазоров между зубьями (вплоть до подклинивания). Поэтому в своей статье Д. В. Фадюшин и Г. Ю. Волков рассмотрели причину данного явления и разработали уточнённую методику геометрического синтеза некруглых звеньев планетарно-роторных гидромашин.

Причинами уменьшения боковых зазоров между зубьями является то, что сателлит не может прийти в точку пересечения траекторий центров сателлита (точка  $O_c$  на рис.) так, чтобы угол его поворота в точности соответствовал обоим зацеплениям. В таком механизме вблизи этой критической точки центр  $X$  сателлита смещен относительно этой точки в окружном направлении на расстояние  $\delta T$ .



*Рис. Положение сателлита в критической фазе движения:  $O_c$  – расчетное положение центра сателлита;  $X$  – фактическое положение центра сателлита;  $\delta T$  – ошибка положения сателлита в окружном направлении;  $\delta r$  – радиальный натяг;  $\lambda$  – угол удержания сателлита*

Уточнённая методика заключается в том, что на первом этапе проектирования выбираются параметры исходного круглозвённого механизма. Расчет ведётся по методике, описанной в справочнике по геометрическому проектированию эвольвентных и червячных передач Болотовского И.А [2].

На втором этапе задаются числа волн центральных колёс  $M$  и  $N$  взаимозависимые (однотипные) циклические функции  $F$ , характеризующие траектории центра сателлита в системах координат, связанных с каждым из центральных зубчатых колёс.

На третьем этапе рассчитываются полярные координаты центра сателлита во множестве положений на траектории, заданной уравнением, а также предварительные величины углов поворота сателлита относительно данного центрального колеса. Для вычисления этих углов используются формулы методики, изложенной в статье «Методика геометрического расчета и профилирования зубчатых венцов планетарной роторной гидромашин» (Волков Г. Ю., Смирнов В. В., Горбунов М. В.)

На четвертом этапе осуществляется корректировка значений углов поворота сателлита.

На заключительном этапе проектирования используются графические программы (например, КОМПАС). Сателлит строится во множестве положений, а профиль соответствующего некруглого зубчатого венца находится как огибающая семейства кривых – профилей сателлита. Предложенная методика проектирования, почти не усложняя процесс профилирования этих колёс, устраняет получавшееся ранее незначительное, но негативное явление сближения их венцов в критических фазах вращения ротора. Методика проектирования достаточно проста и доступна широкому кругу инженеров промышленных предприятий.

**Вывод.** Были рассмотрены методики расчета некруглых зубчатых колёс планетарного механизма роторной гидромашин. В рассмотренных методиках геометрический синтез начинается с поиска одного из центроид. На дальнейших этапах каждая методика отличается, так, например: Д. В. Фадюшин и Г. Ю. Волков разработали уточненную методику геометрического проектирования некруглых звеньев планетарно-роторных гидромашин, описанной в статье *Geometric Synthesis of the Planetary Mechanism for a Rotary Hydraulic Machine* (Volkov G.Yu., Kurasov D.A., Gorbunov M.V.).

#### Литература

1. Ан И. Кан. Геометрический расчет роторной гидромашин с некруглыми солнечными колёсами и плавающими сателлитами // Вестник машиностроения. – 2000. – Т. 9. – С. 22-24.
2. Болотовский И.А. Справочник по геометрическому проектированию эвольвентных и червячных передач. М.: Машиностроение, 1986. – 448 с
3. Литвин Ф.Л. Некруглые зубчатые колёса. – М.- Л.: МАШГИЗ, 1956. – 218 с.
4. Фадюшин Д. В., Волков Г. Ю. Методика геометрического проектирования некруглых зубчатых звеньев планетарной роторной гидромашин // Вестник ИжГТУ имени МТ Калашникова. – 2021. – Т. 24. – №. 2. – С. 40-45.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНОГО АГРЕГАТА НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Башуров К.А.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В соответствии с «Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года» приоритетом является максимально возможное использование оборудования, имеющего подтверждение производства на территории Российской Федерации. Таким образом, актуальной является задача обеспечения повышения эффективности и времени наработки на отказ оборудования [6].

Целью исследования является выбор организационно-технических мероприятий по повышению эффективности эксплуатации насосного агрегата напорного нефтепровода.

Задачи исследования:

- изучить нормативно-техническую документацию по проектированию и эксплуатации насосных агрегатов;
- проанализировать организационно-технические мероприятия по повышению эффективности эксплуатации насосных агрегатов;
- провести статистический анализ времени наработки на отказ торцевых уплотнений насосных агрегатов;
- разработать рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации насосных агрегатов напорного нефтепровода.

Объектом исследования является насосный агрегат напорного нефтепровода НЦСН 180-800 УХЛ1 производства ООО «Линк-Продукт». Электродвигатель ВАО7А-560М-2 ХЛ1 производства НП ЗАО «Электромаш». Частотно-регулируемый привод отсутствует. Торцевые уплотнения валов насосного агрегата 361.C2.090.884 ЕК (19) производства ООО «НПК «ГЕРМЕТИКА». Конструкция торцевого уплотнения представлена на рисунке 1.

Ключевые слова: насосный агрегат, эффективность, торцевое уплотнение.

Согласно [3] классифицируем уплотнение следующим образом:

- конфигурация 1 – одно уплотнение на картриджный узел;
- контактное одинарное мокрое уплотнение с неподвижной дросселирующей втулкой – 1СW-FX;

- категория 2 - предназначена для использования в камерах уплотнения, с размером оболочки камеры, выбранной в соответствии с ГОСТ 32601;
- тип В - вращающееся металлическое сильфонное уплотнение (сбалансированное, с внутренним монтажом, картриджного типа) с аксиально неподвижным вторичным уплотнением. Элементами вторичного уплотнения являются резиновые уплотнительные кольца с круглым сечением.

Подробно остановимся на торцевом уплотнении. В эксплуатационной документации присутствует лишь один акт расследования инцидента по отказу торцевых уплотнений за 2022 год на объекте «А». Причина отказа технологическая – разряжение в корпусе насоса при выполнении технологических операций.

Остальные отказы не расследовались.

Всего, за время эксплуатации трех насосных агрегатов, на объекте «А» в период с августа 2021 г. по август 2023 г. произошло 12 отказов торцевых уплотнений. Был проведен статистический анализ времени наработки на отказ торцевых уплотнений. Диаграмма распределения представлена на рисунке 2.

Рисунок 2 можно использовать для прогнозирования времени наработки на отказ торцевого уплотнения. Так, например, вероятность того, что торцевое уплотнение выйдет из строя при наработке 5000 часов равна 75 %.

Вывод статистического анализа – средняя наработка на отказ – 3548 часов (148 суток), мода 1248; доверительный интервал 1907. По данным паспорта на торцевое уплотнение завод-изготовитель гарантирует минимальную наработку на отказ 8000 часов (333 суток).

Нормативно-техническая документация выдвигает основные требования к проектированию насосных агрегатов и их узлов, а также требования к безопасной эксплуатации насосных агрегатов [1–5].

Основные требования к торцевым уплотнениям согласно нормативно-технической документации следующие:

- герметизация оборудования и уменьшение утечек в атмосферу при минимальных затратах с целью обеспечения наибольшей степени надежности оборудования;

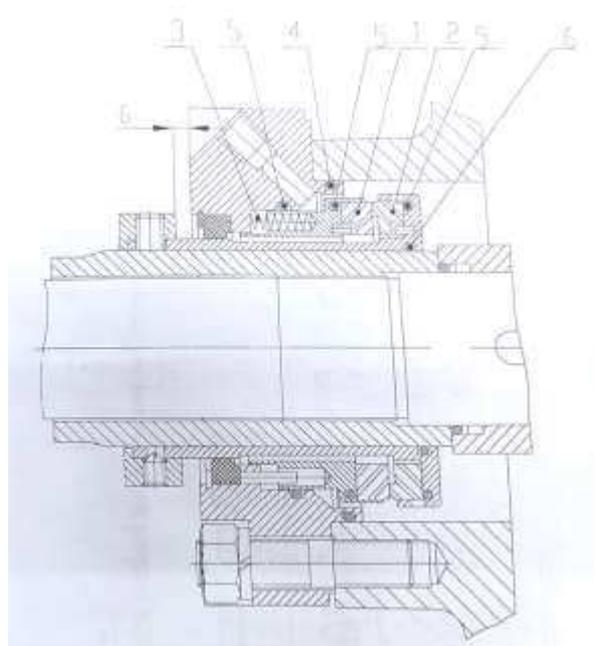


Рис. 1. Схема торцевого уплотнения 361.C2.090:  
1 – кольцо уплотняющее; 2 – кольцо ответное;  
3 – пружина; 4 – кольцо уплотнения по корпусу;  
5 – кольцо уплотнения; 6 – кольцо уплотнения по валу

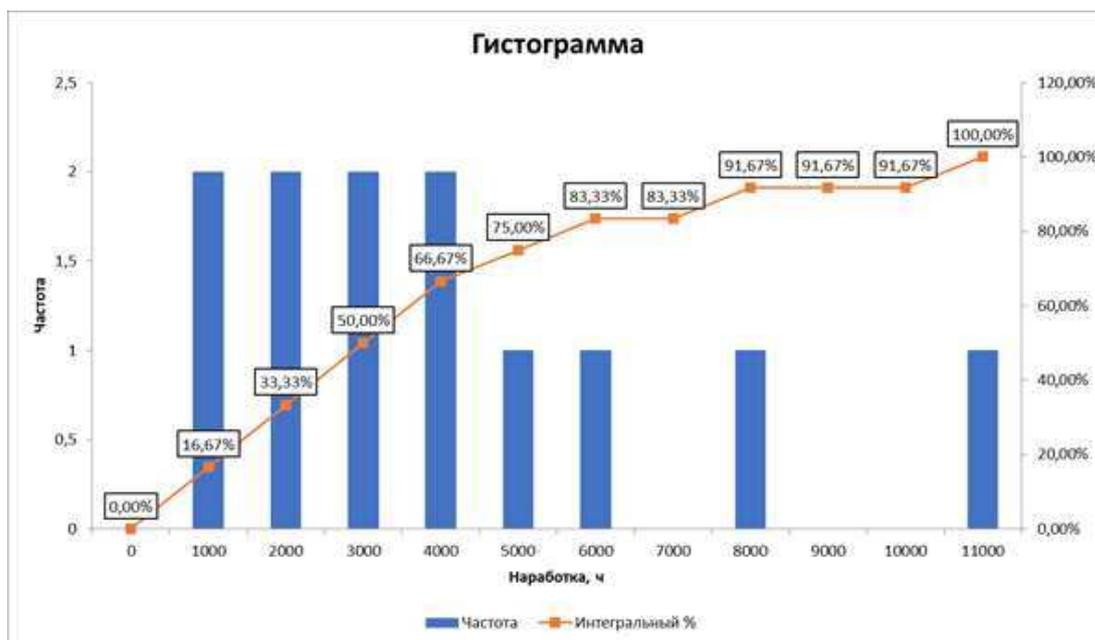


Рис. 2. Гистограмма выборки

- сбор и отвод всей утечки жидкости из области уплотнения;
- механические уплотнения должны быть разгруженного типа;
- все уплотнения должны работать непрерывно 25000 часов без необходимости замены;
- резервные уплотнения должны работать не менее 8 часов в условиях камеры уплотнения.

Для создания комплекса рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации насосного агрегата был проведен анализ организационно-технических мероприятий.

К организационно-техническим мероприятиям по повышению эффективности и надежности насосных агрегатов относятся следующие мероприятия:

- внедрение частотно-регулируемого привода;
- оптимизация типоразмера (замена ротора насоса);
- покрытие рабочих органов насоса полимерами;
- своевременный капитальный и текущий ремонт насосов;
- замена насосов на более современные;
- составление графиков технического обслуживания и ремонта по рекомендациям завода-изготовителя;
- разработка и своевременный пересмотр технологических регламентов эксплуатации оборудования;
- разработка производственных инструкций по выполнению определенных технологических операций.

К организационно-техническим мероприятиям по повышению надежности торцевых уплотнений насосных агрегатов относятся следующие мероприятия:

- принудительная смазка и охлаждение торцевых уплотнений;
- контроль параметров эксплуатации торцевых уплотнений – температура, давление, величина утечки;
- разработка производственных инструкций по выполнению определенных технологических операций;
- постоянная промывка торцевых уплотнений;
- упрочнение колец пар трения;
- замена торцевых уплотнений на другую конструкцию - применение торцевых уплотнений с резервной парой трения, с гидродинамическими желобками (канавками) на кольцах пары трения;
- разработка производственных инструкций по выполнению определенных технологических операций.

На основе проведенного анализа предложим акцентировать внимание на следующих организационно-технических мероприятиях:

- внедрение частотно-регулируемого привода;
- своевременный капитальный и текущий ремонт насосов;
- принудительная смазка и охлаждение торцевых уплотнений;
- контроль параметров эксплуатации торцевых уплотнений – температура, давление, величина утечки;
- замена торцевых уплотнений на другую конструкцию - применение торцевых уплотнений с резервной парой трения, с гидродинамическими желобками (канавками) на кольцах пары трения.

Рассмотрим некоторые рекомендации более подробно.

Частотно-регулируемый привод изменяет частоту подаваемого напряжения на обмотки электродвигателя, изменяя скорость вращения ротора. Преимущества частотно-регулируемого привода заключаются в плавности изменения частоты вращения вала насоса, возможности установки на любые электродвигатели, в том числе на специально не предназначенные для эксплуатации с частотно-регулируемым приводом, уменьшение износа оборудования за счет исключения циклов пуска-остановки в случае изменения объемов перекачки, автоматизация технологического процесса [7]. Недостатком частотно-регулируемого привода можно считать его стоимость. По проведенным расчетам удельные затраты на перекачку 1 м<sup>3</sup> нефти при использовании частотно-регулируемого привода снижаются на 27 %.

Исходные данные:

- мощность, потребляемая электродвигателем насосного агрегата без частотно-регулируемого привода  $N_{затр} = 530$  кВт;
- расход нефти через один насосный агрегат  $Q = 162 \frac{м^3}{ч}$ ;
- номинальный расход нефти через один насосный агрегат  $Q_n = 180 \frac{м^3}{ч}$ ;
- номинальный напор насоса  $H_n = 800$  м.
- номинальная мощность электродвигателя насосного агрегата  $N_n = 530$  кВт;
- номинальная частота вращения вала электродвигателя  $n_n = 2950 \frac{об}{мин}$ .

Текущее удельное энергопотребление:

$$P_{тек} = \frac{N_{затр}}{Q} = 3,27 \text{ кВт} \cdot \frac{ч}{м^3}$$

Рабочая частота для требуемого расхода 162 м<sup>3</sup>/ч (для одного НА):

$$n_p = n_n \cdot \frac{Q}{Q_n} = 2950 \cdot \frac{162}{180} = 2655 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

Частота работы электродвигателя:

$$n_{ред} = \frac{n_p}{3000} \cdot 50 = \frac{2655}{3000} \cdot 50 = 44,25 \text{ Гц.}$$

Напор и мощность насоса:

$$H_p = H_n \left( \frac{n_p}{n_n} \right)^2 = 800 \left( \frac{2655}{2950} \right)^2 = 648 \text{ м;}$$

$$N_p = N_n \left( \frac{n_p}{n_n} \right)^3 = 530 \left( \frac{2655}{2950} \right)^3 = 386,4 \text{ кВт.}$$

Удельное потребление энергии при работе с ЧРП:

$$P_{чрп} = \frac{N_p}{Q} = \frac{386,4 \cdot 2}{324} = 2,39 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{м}^3}.$$

Системы принудительной смазки и охлаждения торцевых уплотнений работают на принципе непрерывной циркуляции жидкости через торцевые уплотнения независимо от режима работы насоса.

В ходе исследования были рассмотрены основные причины перегрева и отказов торцевых уплотнений:

- нарушение технологического процесса;
- «сухое трение» пар трения в результате разряжения в корпусе насоса;
- перегрев из-за превышения температуры перекачиваемой среды;
- попадание механических примесей в торцевое уплотнение.

Предлагаем внедрить систему принудительной смазки и охлаждения торцевых уплотнений, чтобы сократить и исключить влияние перечисленных выше факторов на безопасную эксплуатацию и продолжительность работы торцевого уплотнения. Для циркуляции с охлаждением рекомендуется использовать схему 21 из приложения Ж [3] (рисунок 3).

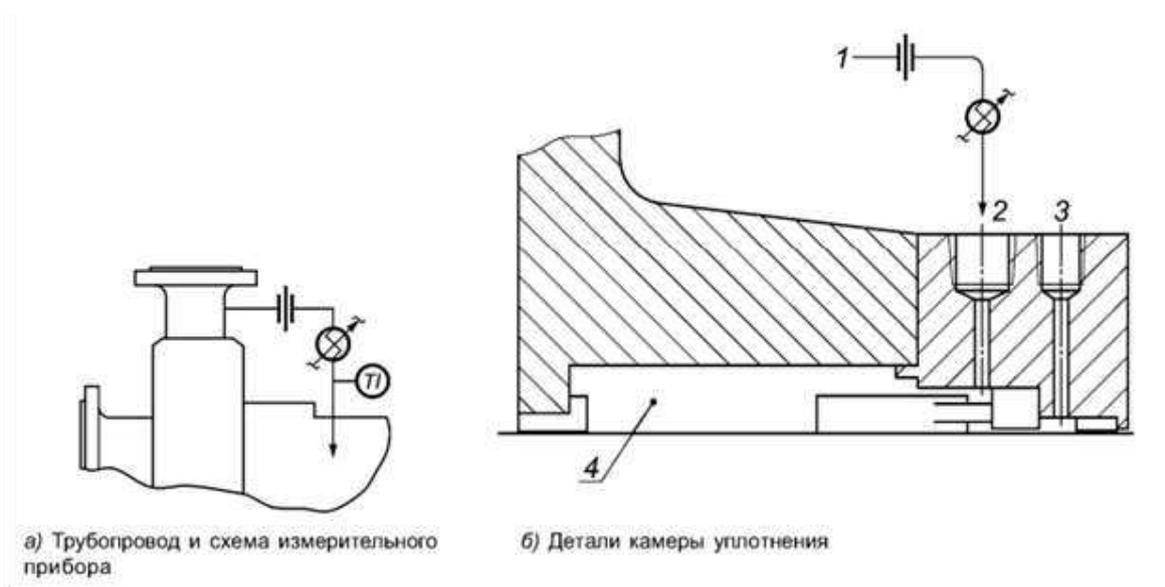


Рис. 3. Схема 21 промывки стандартного уплотнения:

- 1 — нагнетательное отверстие насоса;  
 2 — промывочная жидкость (F); 3 — промывка/осушка (Q/D); 4 — камера уплотнения;  
 TI — указатель температуры



Рис. 4. Место установки электронно-контактного манометра

К параметрам эксплуатации торцевого уплотнения относятся [3]:

- температура;
- перепад давления;
- величина утечки.

При должном контроле данных параметров можно регулировать технологический режим для увеличения срока службы торцевых уплотнений.

Для контроля давления внутри полости торцевого уплотнения предполагается установить электронный контактный манометр (рисунок 4). Это позволит в режиме реального времени отслеживать заданные параметры технологического режима.

Если торцевые уплотнения одной конструкции выходят из строя раньше времени, можно сделать вывод, что для данных условий эксплуатации торцевое уплотнение не подходит. В этом случае рекомендуется произвести замену торцевого уплотнения на конструкцию, полностью удовлетворяющую технологическому режиму.

Предлагаются следующие организационные мероприятия:

- корректировка графиков технического обслуживания и ремонта по рекомендациям завода-изготовителя и в зависимости от степени фактического состояния оборудования;
- своевременная актуализация технологических регламентов эксплуатации оборудования;
- проверка и повышение квалификации сотрудников с использованием цифровых технологий (в том числе VR и AR);
- периодическая проверка знаний работниками технологического регламента, производственных инструкций, инструкций завода-изготовителя, паспортов на оборудование, а также другой документации.

**Заключение.** Статистический анализ времени наработки на отказ торцевых уплотнений показал, что средняя наработка 3548 часов вместо 8000, заявленных заводом изготовителем. Причина – нарушения технологического процесса, которые вызывают разряжение в камере уплотнения, также повышенная температура торцевых уплотнений. Предложены рекомендации, направленные на увеличение времени наработки на отказ.

#### Литература

1. ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения. Дата введения 2017-03-01. Введен 01.03.2017 г. – М.: Стандартинформ, 2018. – 23 с.
2. ГОСТ 31839-2012. Насосы и агрегаты насосные для перекачки жидкостей. Общие требования безопасности. Дата введения 2014-01-01. Введен 01.01.2014 г. – М.: Стандартинформ, 2013. – 20 с.
3. ГОСТ 32600-2013. Насосы. Уплотнительные системы вала для центробежных и роторных насосов. Общие технические требования и методы контроля. Дата введения 2014-11-01. Введен 01.11.2014 г. – М.: Стандартинформ, 2015. – 184 с.
4. ГОСТ 32601-2022. Насосы центробежные для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. Общие технические требования. Дата введения 2023-03-01. Введен 01.03.2023 г. – М.: Российский институт стандартизации, 2022. – 183 с.
5. ГОСТ Р 54806-2011. Насосы центробежные. Технические требования. Класс I. Дата введения 2011-12-13. Введен 13.12.2011 г. – М.: Стандартинформ, 2012. – 71 с.
6. Кутафин Д. О. Энергетическая стратегия Российской Федерации. Взаимодействие экономики и энергетики на период до 2035 года // Государственная служба и кадры. – 2017. – №. 2. – С. 20-28.
7. Миннихметов А. А., Хафизов Р. А. Мероприятия для повышения энергетической эффективности технологических процессов ЛПДС // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2016. – №. 4. – С. 104-123.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ЗОНЫ СТАБИЛЬНОСТИ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА  
С УЧЕТОМ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД**

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

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

**ФГБУН ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» - обособленное подразделение  
Института проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия**

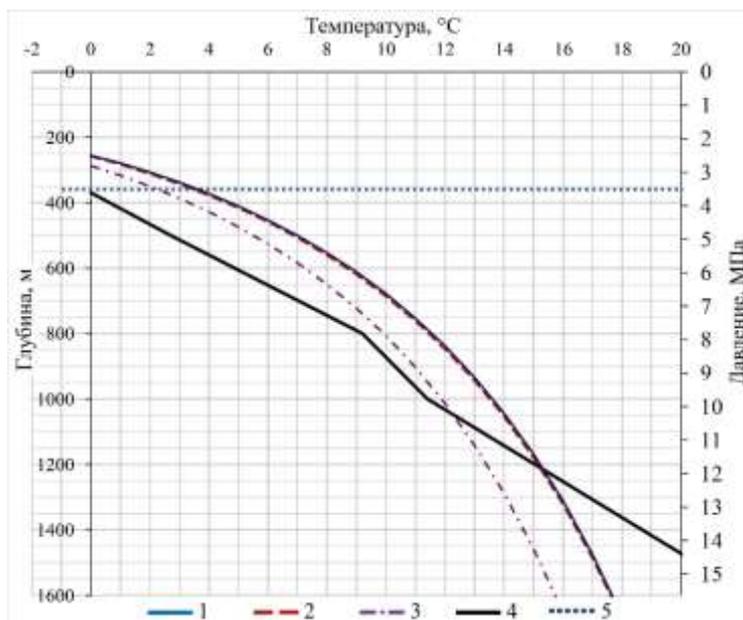
На надежность работы систем энергоснабжения в Республике Саха (Якутия) влияют климатические условия региона. Основным источником энергии в центральной части республики является природный газ. Из-за постоянных низких температур магистральные газопроводы могут закупориваться за счет образования гидратных пробок. Поэтому для бесперебойного газоснабжения в случае аварийных ситуаций рассматривается возможность создания подземных хранилищ природного газа в гидратном состоянии [1–3]. Территория республики характеризуется практически сплошным распространением многолетнемерзлых пород (ММП), что способствует образованию гидратов при закачке природного газа в подмерзлотные водоносные горизонты. Для долгосрочного хранения природного газа в этих геологических формациях необходимо изучить зоны стабильности его гидратов.

Целью работы является определение нижних границ зоны стабильности гидратов природного газа Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ) в подмерзлотных водоносных горизонтах Вилюйской синеклизы в зависимости от засоленности пористых сред.

Объектами изучения являются гидраты природного газа Средневилюйского ГКМ, которые были получены во влажной и засоленной пористых средах. Влажность и засоленность пористых сред задавались дистиллированной водой и растворами гидрокарбоната ( $\text{NaHCO}_3$ ) и хлорида натрия ( $\text{NaCl}$ ), состав которых имитирует минерализацию пластовых вод подмерзлотных водоносных горизонтов Вилюйской синеклизы. В качестве пористой среды был выбран кварцевый песок нарушенного строения аллювиального происхождения. Природный газ Средневилюйского ГКМ выступал в роли газа-гидратообразователя. Методом газо-адсорбционной хроматографии по ГОСТ 31371.7-2008 [4] установлено, что в составе этого газа преобладает метан (93,88 % мол.).

Методом дифференциального термического анализа (ДТА) при заданных давлениях газа исследованы фазовые превращения при образовании газогидратов. Таким образом, были получены равновесные условия гидратообразования в следующих системах: «природный газ – песок – вода»; «природный газ – песок – 2 масс. % раствор  $\text{NaHCO}_3$ » и «природный газ – песок – 5 масс. %  $\text{NaCl}$ ».

Границы зоны стабильности газовых гидратов определяются графическим методом. Для исследования границ зоны стабильности гидратов (ЗСГ) была выбрана площадь «Вилюйский тракт 40 км», которая может стать перспективной для создания хранилищ природного газа в гидратном состоянии. На рисунке сопоставлены по глубине, температуре и давлению термический профиль выбранной геологоразведочной площади с равновесными условиями гидратообразования природного газа в исследованных системах. Мощность ММП на данной площади составляет 370 м, а геотермический градиент в талой зоне –  $2,15\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ м}$  [1]. Генетический тип пластовых вод гидрокарбонатно-натриевый и хлоридно-кальциевый [6].



**Рис. Схема распространения ЗСГ природного газа на Вилюйском тракте 40 км:**  
 1 – «Природный газ – песок – вода»; 2 – «Природный газ – песок – 2 % раствор  $\text{NaHCO}_3$ »; 3 – «Природный газ – песок – 5 % раствор  $\text{NaCl}$ »;  
 4 – Термический профиль площади Вилюйский тракт 40 км;  
 5 – Нижняя граница многолетнемерзлых пород

Как видно из рисунка, верхние границы зоны стабильности гидратов природного газа располагаются в зоне распространения многолетнемерзлых пород, а положение нижних границ ЗСГ исследуемых систем зависит от концентрации растворов. Нижние границы ЗСГ в системах с водой и 2 масс. %  $\text{NaHCO}_3$  совпадают и составляют 1210 м, а в присутствии 5 масс. %  $\text{NaCl}$  граница поднимается на 160 м вверх (таблица).

Таблица

**Результаты определения нижней границы ЗСГ природного газа в модельной пористой среде с различной засоленностью на площади Вилюйский тракт 40 км**

Нижняя граница ЗСГ, м		
Природный газ – песок – вода/раствор соли		
вода	2 масс. % раствор $\text{NaHCO}_3$	5 масс. % раствор $\text{NaCl}$
1210	1210	1050

Таким образом, установлено, что на рассмотренной геологоразведочной площади существуют благоприятные условия для возможного создания подземных хранилищ природного газа в гидратном состоянии. Общая емкость хранения природного газа в виде его гидратов зависит от глубины залегания нижней границы ЗСГ. В породах с пресными и слабоминерализованными водами глубина расположения нижних границ ЗСГ является максимальной, что способствует увеличению общего объема хранилища.

Работа выполнена в рамках бюджетного проекта № 122011100157-5 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

#### Литература

1. Bondarev, E. A. Assessment of possibility of natural gas hydrates underground storage in permafrost regions / E. A. Bondarev, I. I. Rozhin, V. V. Popov, K. K. Argunova // *Earth's Cryosphere*. – 2015. – V. 19(4). – P. 64–74.
2. Bondarev, E. A. Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage / E. A. Bondarev, I. I. Rozhin, V. V. Popov, K. K. Argunova // *Journal of Engineering Thermophysics*. – 2018. – V. 27(2). – P. 221–232.
3. Bondarev, E. A. Underground storage of natural gas in hydrate state: numerical experiment / E. A. Bondarev, I. I. Rozhin, K. K. Argunova // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – V. 272(2). – P. 022076. DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022076.
4. ГОСТ 31371.7-2008. Природный газ. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200068105>
5. Железняк М. Н., Семёнов В. П. Геотемпературное поле и криолитозона Вилюйской синеклизы. – 2020.
6. Зорькин Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник. – 1989.

### КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ПРИМЕНЕНИЯ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ПРИ ДИАГНОСТИЧЕСКОМ ОБСЛЕДОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Высотин Н.С.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

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

В настоящее время все большее количество нефтегазовых компаний перспективным направлением своего развития считает внедрение инновационных продуктов в производственные процессы. Подтверждением этому являются положения «Программы инновационного развития до 2026» ПАО «Транснефть» [1], «Программы инновационного развития» ПАО «НК «Роснефть» [2] и «Индустрии 4.0» ПАО «Газпром» [3]. Согласно стратегии приведенных программ, дальнейшее развитие компаний будет достигаться за счет разработки новых технологий, создания программ, работающих на отечественном программном обеспечении, что в дальнейшем приведет к повышению эффективности производства. Цифровые технологии позволяют также повысить безопасность транспорта углеводородов и могут быть внедрены в процесс технического диагностирования объектов линейной части магистральных трубопроводов, что в свою очередь приведет к повышению энергоэффективности производственных процессов.

Целью работы является разработка предложений по повышению эффективности проведения диагностического обследования объектов трубопроводного транспорта нефти с применением дополненной реальности.

Для реализации поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить нормативно-техническую документацию, регламентирующую проведение технического обслуживания магистральных нефтепроводов;
- проанализировать организационно-технические мероприятия по проведению диагностического обследования объектов трубопроводного транспорта;
- предложить мероприятия по повышению эффективности проведения работ по проведению диагностического обследования объектов трубопроводного транспорта с применением цифровых технологий.

Объектом исследования является линейная часть магистрального трубопровода.

Ключевые слова: дополненная реальность, магистральный трубопровод, диагностика, ДДК, ВИК.

В статье рассматриваются и анализируются современные методы определения дефектов на объектах трубопроводного транспорта нефти. Предлагается усовершенствование методов проведения технического

диагностирования трубопровода с применением технологии дополненной реальности для повышения энергоэффективности производственных процессов.

Линейная часть магистрального трубопровода представляет собой объект магистрального трубопровода, предназначенный для перемещения транспортируемых нефти/нефтепродуктов, включающий собственно трубопровод, вдольтрассовые линии электропередачи, кабельные линии и сооружения связи, устройства электрохимической защиты от коррозии и иные сооружения и технические устройства, обеспечивающие его эксплуатацию [4].

Надежность объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов – ключевое понятие в обеспечении их безаварийной эксплуатации. Созданная нормативно-техническая документация по проведению диагностического обследования самого магистрального трубопровода, а также иных сооружений позволяет с высокой точностью определять дефекты на ранних стадиях развития, чтобы снизить влияние дефектов на безотказную работу нефтепровода. В соответствии с Программой энергосбережения и повышения энергоэффективности ПАО «Транснефть» предлагается внедрение дополненной реальности в сочетании с искусственным интеллектом (ИИ) в процесс проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК).

В настоящее время ИИ широко применяется при решении задач, связанных с аналитикой большого объема данных, полученных в результате внутритрубной диагностики (ВТД). Результатом внедрения цифровых технологий является способность ИИ к распознаванию различных типов дефектов трубопровода и ранжирование их по степени опасности. Данная технология была принята в промышленную эксплуатацию АО «Транснефть – Диаскан» [5]. ПАО «Транснефть» отмечает, что внедрение технологии искусственного интеллекта стало новым этапом в безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти [5].

Результаты работы ИИ могут быть отображены на модели трубопровода с привязкой к конкретной локации для дальнейшего проведения ДДК и земляных работ.

Основным этапом в проведении ДДК дефектной секции трубопровода является ее идентификация [6]. В настоящее время данная процедура проводится при помощи вешек, устанавливаемых на определенном расстоянии от маркерных пунктов с последующими земляными работами и определении положения трубопровода. Перечисленные операции доказали свою эффективность, что обусловило их широкое применение. Однако слабой стороной является продолжительность процесса во времени. В случае использования гарнитуры дополненной реальности персонал сможет идентифицировать дефектную секцию трубопровода в короткие сроки, так как вся информация о дефекте, его расположении будет выводиться на гарнитуру. Кроме этого, в дополненной реальности имеется функция отображения различной графической информации. В случае с нефтегазовой отраслью в качестве данной информации могут выступать различные схемы трубопроводов (в том числе и сторонних организаций), проектная документация и др.

При проведении первого этапа ДДК через гарнитуру дополненной реальности может отображаться информация о типах дефектов, выявленных по результатам ВТД. В соответствии с ОР-19.100.00-КТН-0362-22 целью ДДК также является уточнение параметров дефектов, выявление дополнительных дефектов, не указанных в техническом отчете и уточнение метода ремонта [6]. Информация о дефекте может быть отображена на модели трубопровода посредством гарнитуры дополненной реальности через выделение определенных областей. Изменяемая модель дефектной секции может быть доступна к просмотру персоналу, находящемуся на территории подразделения, ответственного за проведение работ.

Наличие камеры в гарнитуре дополненной реальности позволит провести фотосъемку общего вида секции и зоны контроля, требуемых в соответствии с ОР-19.100.00-КТН-0362-22 [6]. Наличие голосового управления сделает возможным формирование актов ДДК/КДДК непосредственно на месте проведения работ, что также позволит сэкономить время.

Гарнитура дополненной реальности позволит при необходимости устанавливать видеосвязь от первого лица с персоналом, находящимся на территории подразделения, ответственного за проведение работ, для уточнения каких-либо деталей, а также проведения работ в режиме дистанционной поддержки.

Следующим этапом предлагается использование ИИ в рамках проведения методов контроля ДДК. В частности, ИИ может быть применен при визуально-измерительном контроле (ВИК). Целью ВИК является обнаружение поверхностных (выходящих на поверхность) дефектов [7]. ИИ способен с высокой скоростью и точностью сравнивать изображения, которые были сделаны в предыдущие этапы выполнения работ (во время прошлого технического обслуживания объекта, и технического обслуживания, проводимого в настоящее время). В результате сравнения изображений объекта через гарнитуру дополненной реальности могут быть отображены обнаруженные отличия и проведена их классификация в соответствии с ранее созданной обучающей выборкой и нормативной документацией. Подобный алгоритм может быть использован для проведения диагностического обследования различных объектов линейной части магистрального трубопровода. Таким образом, ИИ, а именно машинное обучение или глубокое обучение, может быть применено для поиска дефектов на очистном устройстве (ОУ), а также сравнении номеров изнашиваемых изделий с номерами, указанными в формуляре на ОУ [8].

Как отмечалось ранее, основная цель внедрения передовых технологий в производственные процессы – сокращение трудозатрат. Гарантированные результаты по снижению стоимости процесса и времени, затрачиваемого на его реализацию, подкрепляются опытом внедрения платформы «Иксар» отечественной компании «Инлайн групп» на Московском нефтеперерабатывающем заводе ПАО «Газпром нефть». Отмечается, что затраты на выполнение производственных операций сокращаются на 20 %, а продолжительность процесса во времени – на 35 % при внедрении технологии дополненной реальности. Данная платформа позволяет получать пошаговые графические инструкции на экране очков, совершать видеозвонки, а также управлять системой голосом. Однако в соответствии с политикой нефтегазовых компаний о сохранении коммерческой тайны, а также более расширенным списком задач,

которые будет ставится перед платформой, рекомендуется создание собственного продукта, удовлетворяющего всем требованиям ПАО «Транснефть».

**Заключение.** 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.

#### Литература

1. Программа инновационного развития ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.transneft.ru/media-center/newspress/news/INT\\_38271/?sphrase\\_id=37073](https://www.transneft.ru/media-center/newspress/news/INT_38271/?sphrase_id=37073).
2. Программа инновационного развития ПАО «НК «Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rosneft.ru/Development/sci\\_and\\_innov/Programma/](https://www.rosneft.ru/Development/sci_and_innov/Programma/).
3. Индустрия 4.0 // ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/2020/february/article500707/>.
4. ОР-23.040.00-КТН-0259-21. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт объектов магистрального трубопровода.
5. Искусственный интеллект в поиске дефектов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/media-center/newspress/video/iskusstvennyu-intellekt-v-poiske-defektov/>.
6. ОР-19.100.00-КТН-0362-22. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Дополнительный дефектоскопический контроль дефектов секций трубопровода.
7. РД-25.160.10-КТН-016-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.
8. ОР-19.100.00-КТН-010-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов.

### ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Галушкина З.К.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель профессор И.И. Петров<sup>2</sup>

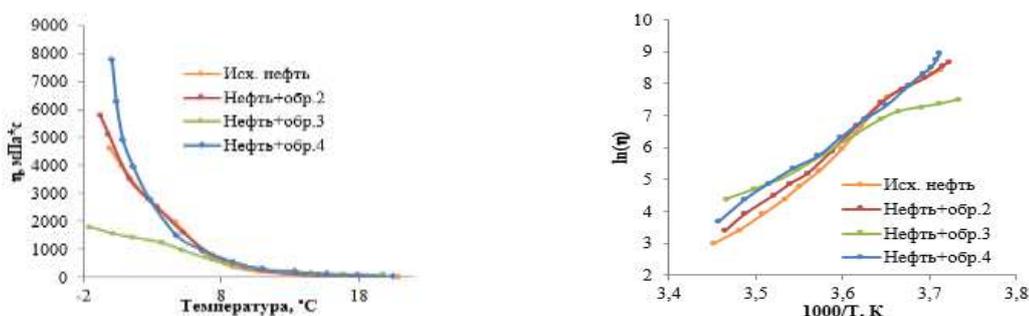
<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Повышение числа нефтяных месторождений с высоким содержанием парафиновых углеводородов ведет к формированию в подобных месторождениях большого количества асфальтосмолопарафиновых отложений, что затрудняет ход добычи и транспортировки нефти. Полимерные присадки предотвращают выпадение осадка, однако их применение эффективно в системах с содержанием парафинов менее 8%. Для повышения их эффективности в высокопарафинистых системах используют поверхностно-активные вещества [1]. Целью исследования является изучение действия ингибирующих композиций, состоящих из дифильного полимера и высококипящих фракций тяжелых смолистых нефтей, на реологические свойства высокопарафинистой нефти.

Для усиления работы полимера предлагается использовать следующие ингибирующие композиции: остаток нефти Крапивинского месторождения (образец 1), полимер + нефть Крапивинского месторождения (композиция 1), остаток Зуунбаянской нефти (образец 2), полимер + остаток Зуунбаянской нефти (композиция 2), остаток нефти месторождения Цагаан-Дис (образец 3), полимер + остаток нефти месторождения Цагаан-Дис (композиция 3), остаток Тамсагбулагской нефти (образец 4), полимер + остаток Тамсагбулагской нефти (композиция 4), остаток нефти месторождения Цагаан-Элс (образец 5), полимер + остаток нефти месторождения Цагаан-Элс (композиция 5), мазут (образец 6), полимер + мазут (композиция 6).

Для изучения депрессорной способности остатков и композиций, были проанализированы изменения в температуре застывания и динамической вязкости образцов. Из полученных данных построены графики зависимости вязкости от температуры системы, рассчитаны температуры фазовых переходов и энергии активации вязкого течения нефти (рис.).



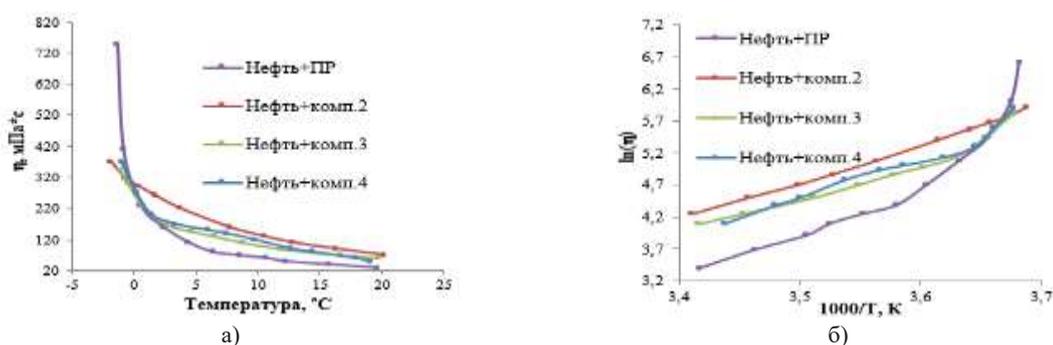


Рис. Влияние добавки полимера и ингибирующих композиций на динамическую вязкость нефти (а); в полулогарифмических аррениусовских координатах (б)

При рассмотрении рисунка (а) видно, что самостоятельное добавление нефтяных остатков в нефть около 0°С может как увеличить, так и снизить динамическую вязкость относительно образца исходной нефти, однако снижение вязкости незначительно. Самостоятельное добавление нефтяных остатков можно считать не эффективным, тогда как использование ингибирующих композиций приводит к снижению динамической вязкости после 0°С как по сравнению с исходной нефтью и нефтяными остатками, так и с полимером.

На рисунке (б) изображены вязкостно-температурные кривые в аррениусовских координатах, с их помощью нашли температуры фазовых переходов графическим методом. Фазовый переход определяется по резкому изменению угла наклона кривой. Энергию активации вязкого течения определяли, используя уравнение Френкеля-Эйринга. Известно, что стабильность и упорядоченность системы, а также сила межмолекулярных взаимодействий тем ниже, чем меньше энергия активации вязкого течения данной системы. Значения, полученные при проведении экспериментов, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Реологические и энергетические характеристики, рассчитанные для исследуемых образцов

Ингибирующая композиция	$E_a$ (½), кДж/моль	$T_{фп}$ , °С	Температура застывания, °С
Исх. нефть	96,45 / 57,39	4,7	+4,0
Нефть + ПР	32,59 / 129,66	2,4	-8,4
Нефть + образец 1	98,02 / 124,24	6,4	+5,0
Нефть + композиция 1	33,98 / 6,98	4,6	-1,9
Нефть + образец 2	85,27	-	+6,4
Нефть + композиция 2	25,37	-	-10,0
Нефть + образец 3	58,52 / 28,74	5,2	+4,6
Нефть + композиция 3	20,47 / 55,90	2,6	-6,1
Нефть + образец 4	95,35 / 111,12	4,8	+1,8
Нефть + композиция 4	26,30 / 79,96	1,4	-9,0
Нефть + образец 5	68,56 / 23,99	6,3	+4,5
Нефть + композиция 5	22,68 / 63,66	1,7	-3,3
Нефть + образец 6	58,41 / 116,96	5,8	+5,1
Нефть + композиция 6	19,26 / 77,33	0,2	-5,0

Исходя из данных, приведенных в таблице 1, можно сделать вывод, что нефтяные остатки также незначительно влияют на энергию активации и температуру фазовых переходов. При индивидуальном добавлении полимера в нефтяную систему в высокотемпературной области энергия активации вязкого течения уменьшается и увеличивается в низкотемпературной области в сравнении с образцом исходной нефти. Температура фазового перехода сильно снижается. При сравнении ингибирующих композиций с индивидуально добавленным полимером видно, что эффективность повышается: температуры фазовых переходов в некоторых случаях ниже, а энергии активации снижаются как в высокотемпературной, так и в низкотемпературной областях.

Степень ингибирования и количество асфальтосмолопарафиновых отложений всех образцов выявляли методом «холодного стержня», данные приведены в таблице 2.

Таблица 2

Влияние ингибирующих композиций на осадкообразование и температуру застывания нефти

Ингибирующая композиция	Количество асфальтосмолопарафиновых отложений на 100 г нефти, г	Степень ингибирования (I), %
Исх. нефть	21,0	0
Нефть + ПР	3,7	79,3
Нефть + образец 1	15,2	27,6
Нефть + композиция 1	1,4	93,3
Нефть + образец 2	6,4	69,5

Нефть + композиция 2	1,15	94,5
Нефть + образец 3	13,9	33,8
Нефть + композиция 3	3,7	82,4
Нефть + образец 4	10,7	49,0
Нефть + композиция 4	3,8	81,9
Нефть + образец 5	4,7	77,6
Нефть + композиция 5	1,4	93,3
Нефть + образец 6	6,4	69,5
Нефть + композиция 6	0,8	96,2

Анализ данных в таблице 2, показывает, что индивидуальное использование нефтяных остатков имеет ограниченную ингибирующую способность. Наиболее действенными композициями, по сравнению с полимером, являются 2 и 6, степень ингибирования повышается на 15,2 % и 17,9 % соответственно. Также композиция 2 показала лучшие результаты в снижении температуры застывания на 19% по сравнению с полимером. Полимерные композиции увеличивают степень ингибирования до 90 %, что указывает на синергетический эффект.

**Вывод:** исследование показывает, что ингибирующие композиции улучшают вязкостно-температурные свойства нефтяной системы. Их применение влияет на температуру фазовых переходов, температуру застывания и количество асфальтосмолопарафиновых отложений в системе.

#### Литература

1. Литвинец И. В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. канд. хим. наук / Литвинец Ирина Валерьевна. – Томск, 2015. – 181 с.

## ПРОБЛЕМАТИКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЗАКОНЧЕННОГО ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА НА ПРИМЕРЕ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Горелов И.В.

Научный руководитель Т.В. Козырева

ООО «Газпром инвест» филиал «Томск», г. Томск, Россия

В настоящее время, качество проведения работ по испытанию является комплексным показателем, который зависит от ряда факторов: качества выпускаемого материала заводом изготовителя (трубная продукция, арматура для трубопроводов), человеческий фактор (проведение входного контроля поступающей продукции на объекты строительства), допуск со стороны службы строительного контроля квалифицированных сварщиков на проведение сварочных работ, совершенство технологии проведения гидравлического испытания на объектах строительства. Проведение испытаний – завершающий этап строительных работ перед сдачей в эксплуатацию, позволяющий судить о качестве и надежности работы оборудования, так как работа под давлением сопряжена с опасностью для окружающей среды в случае нарушения целостности труб, запорной арматуры, испытание позволяет выявить и своевременно устранить дефекты в технологических трубопроводах, обеспечивая тем самым надежную работу на расчётных режимах.

Основной задачей исследования является рассмотрение возможности перевода технологических трубопроводов, расположенных на компрессорных цехах, с гидравлического испытания на пневматическое испытание с применением акустической эмиссии (далее – АЭ).

Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением  $PN \leq 100$  может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило проектными институтами чаще всего рекомендовано проведение гидравлического испытания, как основного. Проведение пневматических испытаний проводится в исключительных случаях при наступлении отрицательных температур, в виду критических рисков возникновения аварийных ситуаций при проведении испытаний. Исходя из этого применение АЭ позволяет проводить испытания при низком давлении в трубопроводе при отрицательных температурах и крайне сжатых сроках окончания строительства объекта.

Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях:

а) если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на заполнение трубопровода водой;  
 б) при температуре окружающего воздуха ниже  $0^{\circ}\text{C}$  и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

в) если применение жидкости (воды) недопустимо, на этот вид испытаний разрабатывается инструкция проведения пневматических испытаний, содержащая мероприятия, исключающие возможность разрушения трубопроводов в случае появления критического сигнала АЭ.

Сравнение гидравлического испытания и пневматического испытания с применением АЭ приведено на графиках 1,2. На графике 1 видно, что при проведении гидравлического испытания, подъем давления производится сразу до  $0,5 P_{\text{пр}}$  (испытываемого давления) с последующим поэтапным подъемом давления до установления испытываемого давления с последующей выдержкой 30 мин. При положительном результате происходит сброс давления, при отрицательном результате происходит сброс воды, ремонт выявленных дефектных участков с повторным проведением гидравлического испытания.

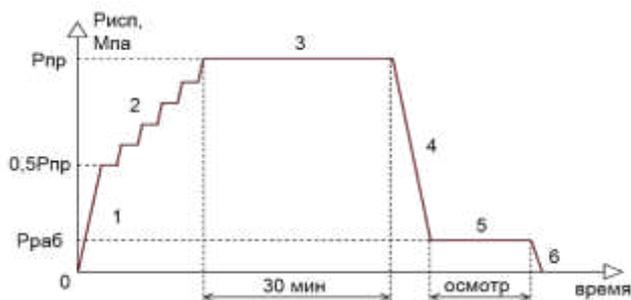


Рис. 1. Гидравлическое испытание

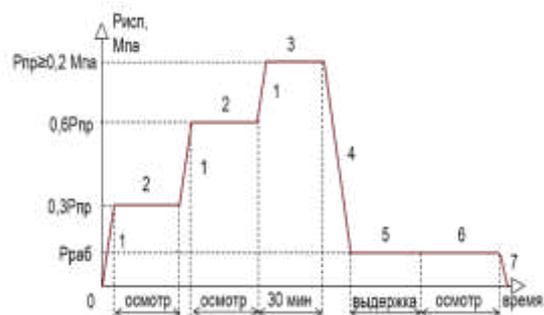


Рис. 2. Пневматическое испытание

На рис. 2 видно, что при проведении пневматического испытания с АЭ проводится поэтапное поднятие давления, что позволяет на каждом этапе поднятия давления проводить осмотр. В нашем случае сигнал с датчиков будет выводиться на регистрирующие устройства оператора проводящего испытания, что позволит нам на раннем этапе не поднимать давление до испытательного давления (как происходит при проведении гидравлического испытания), а выявлять и регистрировать только развивающиеся разрушения (дефекты в сварных стыках, трубопроводной продукции, арматуре), провести классификацию дефектов не по их размерам (положению, форме, ориентации), а по уровню их опасности (степени влияния на прочность объекта). Таким образом, при применении данного метода на всех этапах проведения испытания будут выводиться сигналы на датчики с последующей передачей оператору, что позволит оперативно стравливать воздух с трубопровода и проводить ремонт дефектного участка.

Экономическое сравнение выбранных методов испытаний позволяет сделать следующие выводы. Согласно ФЕР 25-12-012-10 для трубопроводов номинальным диаметром 1000 мм стоимость гидравлического испытания на 1 км составит 45 309,77 руб. (с учётом накладных расчётов и сметной прибыли), согласно ФЕР 19-01-015-01 стоимость выполнения пневматического испытания с акустической эмиссией составит 46 183,29 руб. (с учётом накладных расчётов и сметной прибыли). Поскольку затраты на проведение испытаний являются схожими, основным преимуществом применения пневматического испытания с АЭ являются прежде всего существенное сокращение срока проведения испытаний при отрицательных температурах, минимизация затрат на проведение ремонтных работ при обнаружении дефектов оператором.

Использование метода пневматических испытаний с АЭ имеет ряд ограничений, таких как сложность расшифровки полученных результатов (дополнительные паразитные шумы от работы оборудования, окружающей среды) и уникальность оборудования (серийное производство). Однако, применение указанного метода позволит достичь существенные преимущества, такие как:

- возможность проведения испытания в интервале температур окружающего атмосферного воздуха и используемого сжатого газа от плюс 50 °С до минус 40 °С;
- возможность в сжатые сроки строительства провести испытания трубопровода;
- при проведении пневматического испытания с АЭ не требует проведения тщательной подготовки поверхности трубопровода к испытанию;
- высокая производительность данного метода относительно традиционных способов контроля;
- возможность дистанционного проведения испытания;
- проведение испытания даже в условиях эксплуатации объекта (в целях контроля состояния построенного объекта).

#### Литература

1. Климовский Е.М., Колотилов Ю.В. Очистка и испытание магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987.
2. СП 411. 1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов.

### ОПТИМИЗАЦИЯ КОРПУСА ТРУБОПРОВОДНОЙ ЗАДВИЖКИ

Гундрум А.В.

Научный руководитель доцент К.К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Статья посвящена исследованию методов анализа оптимизации конструкции по массогабаритным характеристикам.

Предмет исследования: корпус трубопроводной задвижки номинального диаметра DN 80 мм для транспортировки газа, при рабочем давлении 1,6 МПа.

Корпус задвижки можно оптимизировать несколькими способами:

1. Современные программы программного обеспечения для моделирования и расчетов (например, ANSYS, SolidWorks) позволяют проводить комплексные анализы напряжений, деформаций и потерь давления в корпусе задвижки. Это помогает выявлять «слабые места» в конструкции и оптимизировать ее еще на этапе проектирования.

2. Экспериментальные способы. Помимо компьютерного моделирования, важную роль играют испытания на стендах, которые позволяют выявить не только прочностные, но и эксплуатационные характеристики задвижек. Например, тесты на циклическую усталость могут выявить потенциальные дефекты, невидимые при других методах испытаний.

Оптимизация корпуса трубопроводной задвижки в программном комплексе проводится в несколько этапов:

- Постановка задачи. Задачей является оптимизировать корпус по массогабаритным характеристикам при сохранении ее прочностных характеристик.
- Создание начальной геометрической модели. Разработана 3D-модель корпуса трубопроводной задвижки, которая затем была импортирована в ANSYS для проведения анализа.
- Разбиение модели на конечные элементы. Модель разбита на конечные элементы для обеспечения высокой точности расчетов в критических зонах.

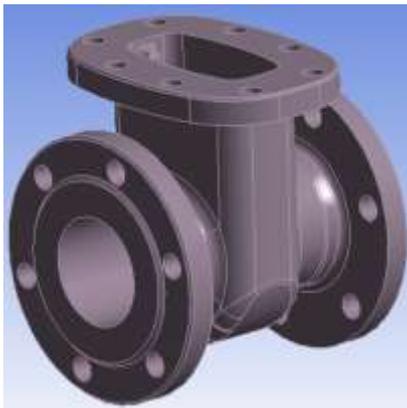


Рис. 1. 3D-модель конструкции



Рис. 2. Модель, разбитая на конечные элементы

- Задание материалов и граничных условий. Граничные условия включали внешнее давление жидкости и температурные нагрузки, соответствующие эксплуатационным условиям.

Расчёт проводится при нормальных условиях при температуре 20 °С. Материал корпуса конструкционная низколегированная сталь 09Г2С, внутреннее предельное избыточное давление  $P = 2,4$  МПа.

- Расчет и анализ результатов. напряженно-деформированного состояния конструкции.

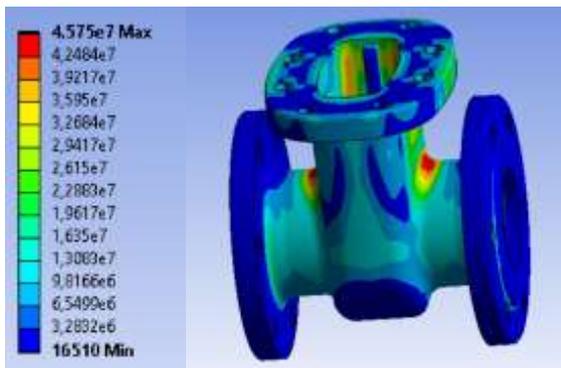


Рис. 3. Equivalent Stress

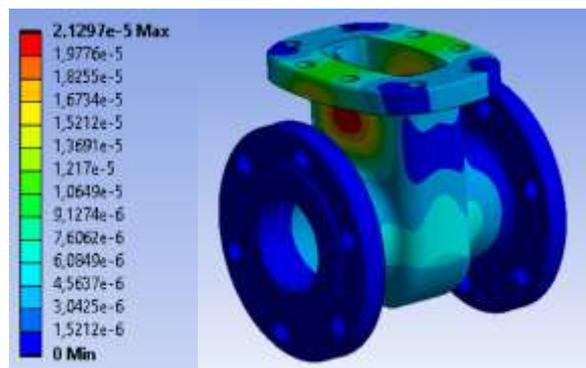


Рис. 4. Total Deformation

Анализ показал наиболее напряженные участки корпуса и участки, где напряжения были минимальны. Как видно из измерений наиболее нагруженными являются участки в местах скруглений. При анализе на общие деформации наиболее деформированными являются стенки корпуса верхней части корпуса.

На основании анализа напряженного состояния было решено уменьшить толщину стенок в зонах с минимальными напряжениями и добавить усилительные ребра в критически нагруженных местах.

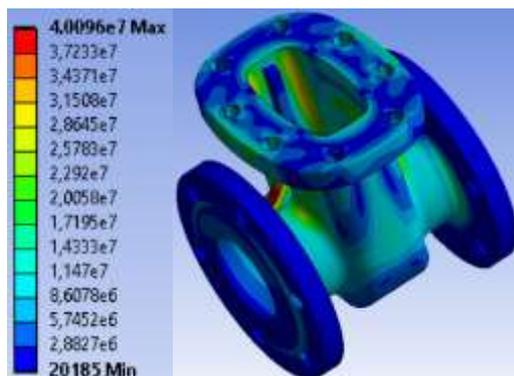


Рис. 5. Equivalent Stress

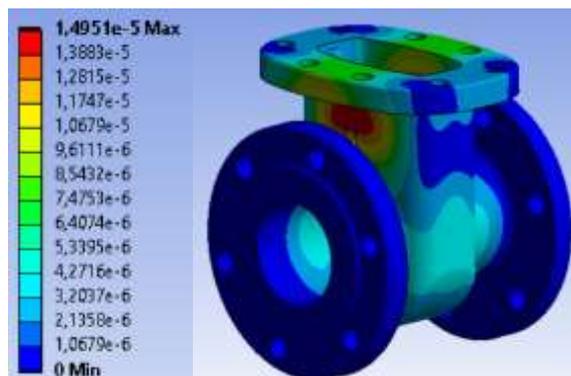


Рис. 6. Total Deformation

После модификации геометрии корпуса были выполнены повторные расчёты, которые показали, что вес корпуса уменьшен на 9,8 % (17300 г. до оптимизации, 15605 г. после оптимизации) при сохранении или даже улучшении его прочностных характеристик.

Проделанные этапы обеспечивают комплексный подход к проектированию и оптимизации корпуса трубопроводной задвижки, позволяя разработать экономичную, надёжную и долговечную конструкцию. Благодаря использованию ANSYS для анализа и оптимизации, удалось значительно улучшить экономичность и эксплуатационные характеристики трубопроводной задвижки, что является важным этапом в проектировании и производстве современной трубопроводной арматуры.

Иногда, оптимизацию можно достигнуть за счет инновационных решений, таких как многоуровневая оптимизация, объединяющая несколько параметров (вес, стойкость к давлению, коррозия) в единую задачу.

Оптимизация корпуса трубопроводной задвижки — многосторонний процесс, требующий комплексного подхода и применения передовых технологий и материалов. Сочетание компьютерного моделирования, современных материалов и технологий производства, а также экспериментальных методов позволяет создавать надёжные, долговечные и эффективные изделия, отвечающие современным требованиям промышленности.

#### Литература

1. Белобородов А. В. Совершенствование методики проектирования запорной арматуры с использованием численных методов: дис. — Тюмень: [Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т. Каф. машин и оборудования нефтяной и газ. пр-ти], 2005. Казанцев М. Н., Флегентов И. А., Петелин А. Н. Пути повышения надёжности запорной арматуры для магистральных трубопроводов (на примере задвижек шибберных) // Нефтегазовое дело. — 2016. — Т. 14. — №. 4. — С. 75-81.
2. Тарасов В. А. Обеспечение заданных характеристик надёжности затворов запорной трубопроводной арматуры: дис. — Братский государственный университет, 2009.
3. Задвижки клиновые. Методика выбора задвижек [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.gaksnpo.ru/zadvizhki-klinovye-metodika-vybora-zadvizhek>.
4. Оптимальное проектирование затворов трубопроводной арматуры с уплотнением «Металл-металл» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://pandia.ru/text/77/472/30958.php>.
5. СТ ЦКБА 005.2-2004. Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении. Часть 2. Справочные данные о свойствах материалов [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://ckba.ru/images/wisiwig/certificationfiles/Ykazatel%20standartov%202022.pdf>.
6. СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-1.1-2-2019. Арматура запорная [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://osna.su/upload/iblock/f5a/0pwnflgva75qycp3hcd99epkjj385f8g/STO\\_GAZPROM\\_GAZORASPREDELENIE-2.4\\_8\\_2\\_2019.pdf](https://osna.su/upload/iblock/f5a/0pwnflgva75qycp3hcd99epkjj385f8g/STO_GAZPROM_GAZORASPREDELENIE-2.4_8_2_2019.pdf).

### ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СОСТАВ И АНТИОКСИДАНТНЫЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Зубарев Д.А.<sup>1</sup>, Волкова Г.И.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель с.н.с. доцент Г.И. Волкова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Наиболее эффективными способами добычи трудноизвлекаемых нефтей являются не разработка новых технологических приемов, а модернизация технологий, применяемых при добыче традиционных нефтей: тепловые, химические и физические методы. Перспективными являются экологически чистые волновые методы воздействия, в частности, ультразвуковая обработка (УЗО) [1]. В настоящее время отсутствуют научно-обоснованные теории, описывающие механизм воздействия ультразвука как на НДС в целом, так и на отдельные ее компоненты (реакции деструкции с образованием свободных радикалов, окисление и пр.).

С середины 80-х годов 20 века исследовалось влияние УЗО на протекание химических реакций в неводных средах. Установлено [5], что в присутствии кавитации *n*-декан деструктурирует по радикальному механизму

с образованием молекулярного водорода и низкомолекулярных *n*-алканов и алкенов (около 1 % мол.). Деструкция высокомолекулярных соединений (полиэтилен, полигексен и др.) активно протекает с разрывом макромолекул до предельного значения длины цепи 30 000 а. е. м. не зависимо от природы полимера [4, 5].

В дисперсной фазе НДС может содержаться значительное количество таких высокомолекулярных компонентов, как смолы и асфальтены. Под влиянием кавитации они способны не только диспергировать, но и, по-видимому, подвергаться деструкции с образованием достаточно стабильных радикалов, которые могут быть обнаружены методом вольтамперометрического анализа.

Целью данной работы являлось исследование влияния УЗО на структурно-групповые и антиоксидантные свойства высокопарафинистой малосмолистой нефти.

В качестве объекта исследования брали высокопарафинистую малосмолистую нефть с температурой застывания плюс 20 °С, содержащую 97,8 % масс. масел (в том числе 9,8 % масс. *n*-алканов), 2,2 % масс. смол и следовые количества асфальтенов.

Нефть обрабатывали ультразвуком с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН-Т (частота 22 кГц, интенсивность поля 8 Вт/см<sup>2</sup>) в течение 10 мин при температуре окружающей среды 20 °С. Из исходной и обработанной ультразвуком нефтей выделяли дисперсную фазу (осадок) и дисперсионную среду (рафинат) с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня». Измерения антиоксидантной активности нефти оценивали с помощью вольтамперометрического метода катодного восстановления кислорода с (анализатор «АОА-01», производитель ООО «НПП Полиант») с использованием ртутного пленочного электрода [2]. ИК-спектры нефти, осадков, рафинатов и их масляных фракций регистрировали на FTIR-спектрометре NICOLET 5700. Масляную фракцию нефти, осадков и рафинатов анализировали с использованием метода хромато-масс-спектрометрии (ХМС) на магнитном хромато-масс-спектрометре DFS фирмы «ThermoScientific» (Германия).

Согласно данным ИК-спектроскопии в образце нефти после УЗО ( $H_y$ ), по сравнению с исходной нефтью ( $H$ ), снижается содержание ароматических структур ( $C1$ ), разветвленность ( $C2$ ), содержание полиметиленовых цепочек с числом атомов углерода больше 4 ( $C3$ ), содержание нафтеновых структур ( $C5$ ), а степень алифатичности ( $C4$ ) растет (табл. 1). В исходном осадке нефти ( $O$ ) и осадке, полученном после УЗО нефти ( $O_y$ ) прослеживается аналогичная тенденция, но степень алифатичности ( $C4$ ) в образце  $O_y$  увеличивается в большей степени. В рафинате обработанной нефти ( $P_y$ ), по сравнению с рафинатом исходной нефти ( $P$ ), содержание структурных фрагментов, описываемых коэффициентами  $C1$ ,  $C2$ ,  $C3$ ,  $C5$ , возрастает, а степень алифатичности ( $C4$ ) снижается.

Таблица 1

Образец	Спектральные коэффициенты				
	$C1$	$C2$	$C3$	$C4$	$C5$
$H$	0.22	0.53	0.29	13.35	0.19
$H_y$	0.21	0.47	0.24	13.84	0.18
$O$	0.20	0.49	0.28	13.70	0.17
$O_y$	0.19	0.43	0.24	14.84	0.16
$P$	0.20	0.48	0.25	14.18	0.18
$P_y$	0.21	0.50	0.27	13.92	0.19

В масляных фракциях образцов определено относительное содержание *n*-алканов с использованием данных ХМС. Обнаруженные *n*-алканы разделены на 3 группы: низкоплавкие ( $C_{10}$ - $C_{15}$ ) среднеплавкие ( $C_{16}$ - $C_{22}$ ) и высокоплавкие (высокомолекулярные).

В масляной фракции всех образцов наиболее широко представлены *n*-алканы фракции  $\sum C_{16}$ - $C_{22}$ . Минимальное количество этой фракции содержится в образце  $M_{n-y}$ , максимальное – в  $M_o$  (табл. 2). Содержание низкоплавких *n*-алканов в маслах изменяется в широких пределах: максимальное количество содержится в рафинатах, минимальное – в осадке  $M_o$ . Относительное содержание высокомолекулярных *n*-алканов в маслах рафинатов ( $M_p$ ,  $M_{p-y}$ ) минимальное. После УЗО нефти содержание фракции  $\sum >C_{22}$  в маслах нефти ( $M_{n-y}$ ) и рафинатов ( $M_{p-y}$ ) растет, в осадках практически не изменяется ( $M_{o-y}$ ). Для всех масляных фракций характерно мономодальное распределение *n*-алканов с максимумом, приходящимся на  $C_{18}$  (образцы  $M_n$ ,  $M_{n-y}$ ) и  $C_{17}$  (образцы  $M_o$ ,  $M_{o-y}$ ,  $M_p$ ,  $M_{p-y}$ ). Отношение суммы высокомолекулярных *n*-алканов к низкоплавким в маслах рафинатов ( $M_p$ ,  $M_{p-y}$ ) самое низкое. В маслах осадков после УЗО ( $M_{o-y}$ ) относительное содержание высокомолекулярных *n*-алканов значительно ниже, что положительно скажется на температуре застывания парафиновых отложений, несмотря на более высокое количество осадка  $M_{o-y}$ .

Таблица 2

Образец	Относительное содержание подгрупп <i>n</i> -алканов			$\sum >C_{22} / \sum C_{10}-C_{15}$
	$\sum C_{10}-C_{15}$	$\sum C_{16}-C_{22}$	$\sum >C_{22}$	
$M_n$	2.2	61.9	35.9	16.3
$M_{n-y}$	2.0	57.5	40.5	20.3
$M_o$	1.4	62.1	36.5	26.1
$M_{o-y}$	2.6	60.7	36.7	14.1
$M_p$	9.3	60.7	30.0	3.2
$M_{p-y}$	5.7	62.7	31.6	5.5

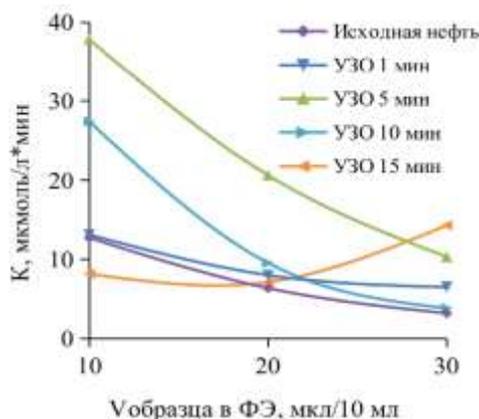


Рис. Зависимость кинетического критерия от концентрации в ФЭ исходной нефти и нефти после УЗО

На основе рассчитанных кинетических критериев  $K$ , отражающих кинетику взаимодействия свободных радикалов (антиоксидантов) с электровосстановленными кислородными радикалами, были построены зависимости  $K$  от количества внесенного образца (рисунок). УЗО нефти продолжительностью не более 10 мин приводит к увеличению  $K$ . При дальнейшем увеличении времени обработки наблюдается постепенное снижение кинетического критерия в зависимости от количества образца, внесенного в фоновый электролит (ФЭ). Напротив, после 15 мин обработки наблюдается рост концентрации свободных радикалов при увеличении содержания образца в ФЭ. Максимальное значение концентрации свободных радикалов имеет образец, обработанный в течение 5 мин.

Воздействие физических полей на высокопарафинистую нефть требует проведения широких лабораторных исследований, которые позволят прогнозировать изменение ее свойств и возможные катастрофические последствия при добыче и транспорте. УЗО исследуемой высокопарафинистой нефти  $H$  однозначно приводит к существенному изменению структурно-групповых характеристик. Согласно данным ХМС в составе осадков снижается доля высокомолекулярных  $n$ -алканов. Данные ХМС масляной фракции образцов согласуются с результатами ИК-спектроскопии. Антиоксидантная активность возрастает после УЗО нефти, не превышающей по продолжительности 10 мин.

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

#### Литература

1. Abramova A. et al. Ultrasonic Technology for Enhanced Oil Recovery. Engineering, 6, 177-184. – 2014.
2. Korotkova E. I., Karbainov Yu. A. Volt-ampere method determining summary activity of antioxidants с. 27.02.2004.
3. Suslick K. S. et al. Alkane sonochemistry // The Journal of Physical Chemistry. – 1983. – Т. 87. – №. 13. – С. 2299-2301.
4. Ануфриев Р. В., Волкова Г. И. Изменение структурно-механических параметров углеводородов после высокочастотного акустического воздействия // Химия в интересах устойчивого развития. – 2014. – Т. 22. – №. 3. – С. 307-312.
5. Барамбойм Н. К. Механохимия высокомолекулярных соединений \. – Химия, 1971.

### ВЛИЯНИЕ ЗАСОЛЕННОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ НА СОСТАВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГИДРАТЕ

Иванов В.К., Иванова И.К., Калачева Л.П., Портнягин А.С., 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**

Газовые гидраты – нестехиометрические соединения, которые образуются из газа и воды при определенных термобарических условиях. Свойство гидратов в одном объеме содержать до 170 объемов газа [1] позволяет рассматривать их как перспективную основу для хранения газов в гидратном состоянии. В работах [2,3] показана возможность создания подземных хранилищ природного газа в гидратном состоянии в зонах распространения многолетней мерзлоты. Источником воды для связывания природного газа в гидрат в геологической формации могут являться пластовые воды, относящиеся к различным генетическим типам. Значительная толщина многолетнемерзлых пород блокирует эмиссию природного газа в атмосферу при разложении гидратов, что делает хранилища экологически безопасными [7]. Практическая целесообразность создания хранилищ определяется их компактностью и повышением теплотворной способности газа в гидратной фазе [5].

Гидратообразование природных газов в засоленных пористых средах является слабоизученной темой. Цель работы – исследование состава газа в гидратах, полученных в пористых средах с различной засоленностью.

**Объекты и методы исследования.** Объектами исследования являются гидраты, полученные в бидисперсном кварцевом песке, в составе которого преобладают фракции частиц размером 0,50–0,25 мм (54 %)

и 0,25–0,10 мм (42 %). Природный газ Средневиллюйского газоконденсатного месторождения использовался в качестве газа-гидратообразователя. Влажность песка задавалась растворами гидрокарбоната (2 % мас.) и хлорида натрия (5 % мас.), которые имитируют состав и минерализацию пластовых вод Виллюйской синеклизы [4]. Компонентный состав газов определялся методом газоадсорбционной хроматографии. Разделение компонентов газовой смеси проводилось на колонках DM-PLOT Q (Dikma, КНР) и Rt-Msieve 5A (Restek, США).

**Результаты и обсуждения.** Состав природного газа и газов в гидратах представлен в таблице 1.

Таблица 1

**Компонентный состав исходного газа и газа в гидратах, полученных в пористой среде с водой и растворами солей**

Состав газа, % мол.	Исходный природный газ	Система		
		Природный газ–песок–H <sub>2</sub> O	Природный газ–песок–2 % NaHCO <sub>3</sub>	Природный газ–песок–5 % NaCl
CH <sub>4</sub>	93,9±0,1	87,8±0,1	90,2±0,1	91,6±0,1
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,44±0,02	10,24±0,02	8,20±0,02	6,77±0,02
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,10±0,02	1,70±0,02	1,35±0,02	1,29±0,02
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,087±0,005	0,105±0,005	0,083±0,005	0,081±0,005
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,108±0,005	0,071±0,005	0,062±0,005	0,052±0,005
CO <sub>2</sub>	0,056±0,001	0,022±0,001	0,064±0,001	0,044±0,001
N <sub>2</sub>	0,33±0,02	0,10±0,02	0,08±0,02	0,14±0,02

При образовании гидратов в модельных пористых системах снижается содержание метана и происходит концентрирование углеводородов C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub> по сравнению с составом исходного природного газа. Так, в незасоленной пористой среде при гидратообразовании увеличивается мольная концентрация этана, пропана и изо-бутана в 2,306, 1,545 и 1,207 раз, соответственно (таблица 2). В засоленных пористых средах увеличение минерализации сопровождается понижением концентрации углеводородов C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub> в гидрате по сравнению с незасоленной системой. Закономерностей изменения концентрации неуглеводородных газов при разных видах засоленности не наблюдаются.

Таблица 2

**Перераспределение компонентов природного газа при образовании его гидратов**

Система	Отношение содержания компонента в гидрате к содержанию в исходном газе					K <sub>жирн. газа</sub> , %
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
Природный газ–песок–H <sub>2</sub> O	0,935	2,306	1,545	1,207	0,657	13,800
Природный газ–песок–2 % NaHCO <sub>3</sub>	0,961	1,847	1,227	0,954	0,574	10,748
Природный газ–песок–5 % NaCl	0,976	1,525	1,173	0,931	0,481	8,944

Для оценки теплотворной способности газов в гидрате, применен коэффициент жирности, который рассчитывается по формуле [6]:

$$K_{\text{жирн. газа}} = \sum[\omega(C_2-C_4)] / \omega(CH_4) \cdot 100 \%$$

где  $\omega(C_2-C_4)$  – мольная доля этана, пропана и бутанов;  $\omega(CH_4)$  – мольная доля метана.

Коэффициент жирности исходного природного газа Средневиллюйского газоконденсатного месторождения составляет 6,11 %, по классификации Высоцкого [6] газ относится к сухим. Газы в гидратах, полученные в исследованных системах относятся к полужирным (8–20 %), в зависимости от засоленности среды коэффициент жирности уменьшается в ряду: H<sub>2</sub>O > 2 % NaHCO<sub>3</sub> > 5 % NaCl.

**Заключение.** Установлено, что в результате гидратообразования происходит концентрирование углеводородов C<sub>2</sub>–C<sub>4</sub>, причем с увеличением засоленности пористой среды жирность газа уменьшается. Следовательно, для увеличения теплотворной способности регазифицированного газа наиболее выгодным является сооружение хранилищ в пористых средах с пресной и слабоминерализованной пластовой водой.

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

#### Литература

1. Sloan Jr E. D., Koh C. A. Clathrate hydrates of natural gases. – CRC press, 2007.
2. Бондарев Э. А. и др. Оценка возможности подземного хранения гидратов природного газа в зоне многолетней мерзлоты // Криосфера Земли. – 2015. – Т. 19. – №. 4. – С. 64-74.
3. Дучков А. Д. и др. К вопросу о поисках месторождений гидратов метана в областях распространения криолитозоны // Геофизические технологии. – 2019. – №. 2. – С. 27-40.
4. Зорькин Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник. – 1989.
5. Калачева Л. П. Изучение возможности использования газогидратных технологий для энергоснабжения арктических территорий республики Саха (Якутия) / Л. П. Калачева, И. К. Иванова // Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике, Салехард, 03–12 ноября 2021 года. – Салехард: Б. и., 2021. – С. 184–187. DOI: 10.7868/9785604610848048.
6. Пирогов С. Ю. и др. Природный газ. Метан: справочник // СП.: НПО Професионал. – 2006.
7. Семенов В. П., Дучков А. Д. Оценка границ зоны стабильности гидратов метана в позднем плейстоцене-голоцене в осадочном чехле Лено-Виллюйской газонетфтеносной провинции // Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике. – 2021. – С. 378-382.

**ЗАДАЧА ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ГЕОМЕТРИИ РЕЗЕРВУАРА  
ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО (РВС)**

**Комаров К.С.**

Научный руководитель доцент М.С. Павлов

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

Качественное моделирование геометрии вертикального стального резервуара (РВС) существенно сокращает объем необходимых ремонтных работ, уменьшает финансовые затраты и увеличивает долговечность резервуара. Такой подход также способствует повышению безопасности эксплуатации и предотвращению потенциальных проблем с конструкцией в будущем. Для резервуаров вместимостью 10000 м<sup>3</sup> и более предусмотрено изготовление и установка стенок и днищ методом листовой сборки в соответствии со стандартами и чертежами. Однако в процессе монтажа могут возникать нарушения технологии сборки, приводящие к физическим воздействиям и деформациям отдельных элементов конструкции. В процессе монтажа и эксплуатации часто встречаются дефекты, такие как местные вмятины, выпуклости различных размеров и форм, а также отклонения цилиндрической стенки резервуара от вертикальной плоскости, которые чаще всего наблюдаются на участках стенки, примыкающих к замыкающему монтажному шву, соединяющему рулоны стенки, а также в зонах других сварных соединений. Иногда такие дефекты возникают в результате перегрузки резервуара вакуумом или избыточным давлением и в этом случае они обычно располагаются на участках примыкания стенки к кровле.

Научные труды Тюрина Д.В. [6] показывают, что одной из основных причин значительного снижения надежности эксплуатации РВС являются критические дефекты геометрии. Более половины всех ремонтных работ приходится на коррекцию этих дефектов. Исследование, проведенное Пимневым А.В. [4], указывает, что в практике ремонтов до 70 % вертикальных стальных резервуаров требуют коррекции геометрии стенки и днища, превышающей установленные нормативные значения. Для надлежащей оценки влияния этих дефектов на эксплуатационную надежность резервуара критической важности является построение модели резервуара, точно отражающей его геометрию и напряженно-деформированное состояние. Из научной работы С.Г. Абрамяна, О.В. Бурлаченко, В.В. Плешакова и О.В. Оганесяна [1] вытекает, что причинами дефектов, проявляющихся в процессе эксплуатации вертикальных стальных резервуаров и приводящих к их износу, главным образом являются ошибки в проектировании, изменения в эксплуатационных условиях, характере воздействия внешних нагрузок и нарушения в сечениях несущих конструкций резервуаров. Также критическим фактором является необходимость учета изменений прочностных характеристик элементов конструкций, возникающих в процессе долгосрочной эксплуатации.

Для моделирования резервуара рекомендуется применять комплексный подход к сбору данных, включающий лазерное сканирование с помощью специальных инструментов, таких как лазерные уровнемеры, измерительные ленты, угломеры и другие приборы, производятся измерения ключевых параметров резервуара, таких как диаметр, толщина стенок, высота, наклон и другие характеристики для создания трехмерной модели с высокой точностью [5].

Собранные данные о состоянии и восстановлении геометрии вертикального стального резервуара служат основой для создания точной компьютерной модели конструкции. Эта модель, разрабатываемая с применением программного обеспечения САЕ пакетов, позволяет провести виртуальные тестирования, анализировать ресурс и прочность резервуара, учитывать воздействие различных факторов на его работу и оптимизировать процессы обслуживания. Такое моделирование способствует принятию обоснованных решений, улучшает безопасность и эффективность эксплуатации, что важно при планировании дальнейших действий по управлению и техническому обслуживанию. Важно отметить, что при стандартном обнаружении отклонений геометрии используется ограниченное число точек для определения перемещений. Попытка построить поверхность стенки резервуара по этим точкам для последующего анализа в САЕ пакетах приводит к получению набора ломаных линий, которые отсутствуют в фактической геометрии стенки. Передача такой модели в расчет может привести к возникновению недостоверных расчетных напряжений в точках изломов. При этом сам объект, за исключением крупных дефектов, обладает более плавными линиями и формами [3]. Для решения данной проблемы предлагается строить более гладкую поверхность через интерполяционный многочлен Лагранжа. Данный многочлен – это полиномиальная функция, которая используется для приближенного описания или интерполяции набора точек данных. Он представляет собой полином наименьшей степени, проходящий через заданные точки данных. При моделировании часто используются многочлены Лагранжа, а не функции Лапласа из-за их различных применений и свойств. Многочлены Лагранжа являются полиномиальными интерполантами, которые аппроксимируют или интерполируют набор точек данных, что полезно при приближении сложных функций или отображения данных в удобной форме с минимальной ошибкой. При моделировании резервуара вертикального стального типа РВС применение кусочно-непрерывной функции может привести к неточностям в отображении сложной геометрии резервуара, затрудняя анализ напряженно-деформационного состояния, усложняя расчет объемов и параметров, что делает ее менее подходящей по сравнению с интерполяцией для точного и достоверного моделирования резервуаров. Интерполяционный многочлен Лагранжа представляется формулой:

$$L(x) = \sum_{i=0}^n y_i l_i(x),$$

где  $l_i(x)$  – базисный полином,  $y_i$  – количество узлов. Данный метод подразумевает интерполяцию для достижения точного соответствия функции заданным точкам данных, в отличие от аппроксимации, которая направлена на создание упрощенной модели данных, не обязательно проходящей через все точки, а скорее приближающей общие значения данных.

После восстановления геометрии резервуара проводится проверка целостности и точности модели. Сравнивается построенная геометрия виртуальной модели с оригинальной проектной геометрией для коррекции возможных ошибок.

Инженерный анализ модели включает оценку износа частей резервуара, проверку деформаций, коррозии и других повреждений, с использованием различных технологий. Учитываются условия эксплуатации и безопасность, характеризующие состояние и работу резервуара.

В заключении можно подчеркнуть, что качественное моделирование геометрии вертикального стального резервуара играет решающую роль в повышении точности прогнозирования возможных аварийных ситуаций и разработке регламентов безопасной эксплуатации резервуаров с накопленными искажениями геометрии стенки. В конечном итоге такое прогнозирование обеспечивает сокращение объема ремонтных работ, снижение финансовых затрат и увеличение срока эксплуатации сооружения. Этот подход также способствует повышению уровня безопасности эксплуатации, предотвращению потенциальных проблем с конструкцией и минимизации критических дефектов геометрии.

#### Литература

1. Абрамян С. Г. и др. Характерные дефекты и повреждения, снижающие эксплуатационную надежность стальных вертикальных резервуаров // Инженерный вестник Дона. – 2022. – №. 3 (87). – С. 260-269.
2. Дмитриева А. С. Оценка напряженно-деформированного состояния стального цилиндрического резервуара с дефектом типа "трещина" // Лучшая студенческая статья 2017. – 2017. – С. 40-45.
3. Калинин А. А. Анализ влияния дефектов геометрии стенки РВС на его напряженно-деформированное состояние при эксплуатации. – 2021.
4. Пимнев А. Л. Разработка методики оценки несовершенств геометрической формы резервуаров при техническом диагностировании: дис. – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2006.
5. Приказ Ростехнадзора «Об утверждении руководства по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» от 23.08.2023 № 305.
6. Тюрин Д. В. Моделирование вертикальных стальных резервуаров с несовершенствами геометрической формы // Дисс... канд. техн. наук. – 2003. – Т. 25. – С. 19.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ НА УЧАСТКИ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКОГО ТРУБОПРОВОДА

Корниенко Д.А.

Научный руководитель доцент Ю.С. Дубинов

ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», г. Москва, Россия

В данной работе рассматривается воздействие вынужденных колебаний (вибраций) на участки неметаллических трубопроводов с DN 25 из Стали 40, полипропилена, поливинилхлорида, полиэтилена низкого давления. Для имитации вибраций, возникающих в процессе эксплуатации трубопровода, был разработан стенд для проведения вибрационных испытаний (рис.1).



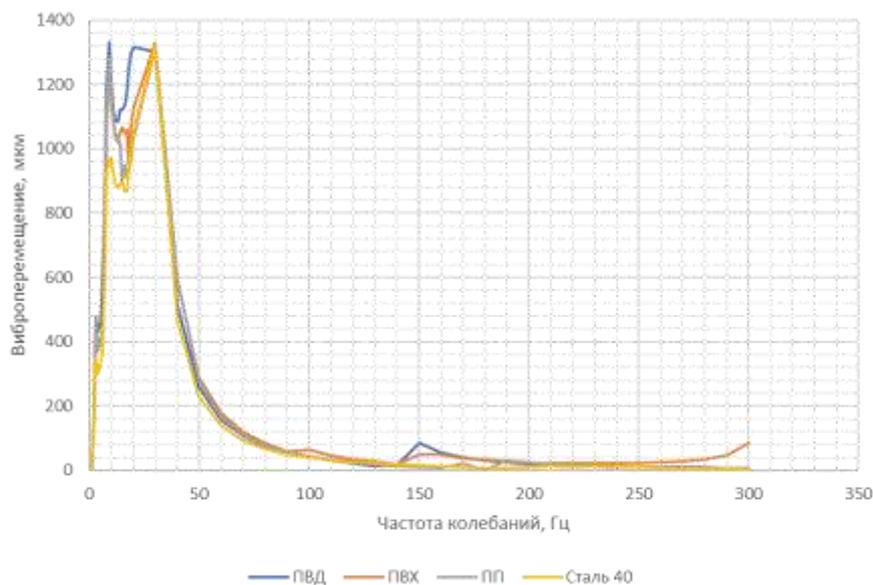
**Рис. 1. Разработанный стенд для проведения вибрационных испытаний; (1 – генератор частот, 2 – кулер, 3 – низкочастотный вибрационный динамик, 4 – трос-демпфер, 5 – площадка фиксации образца, 6 – усилитель частот, 7 – стальная рама, 8 – виброметр ВК-5М).**

С целью проведения комплексного исследования и выявления факторов влияющих на изменения основных параметров вибрации (виброускорение, виброскорость, виброперемещение), были испытаны образцы из вышеперечисленных материалов с различной степенью заполнения (0 %, 50 %, 100 %) растворами с различной плотностью (вода, глицерин).

В результате исследования были получены графики зависимости виброускорения, виброскорости и виброперемещения в зависимости от:

- материала участка трубопровода;
- среды, которой заполнен участок трубопровода;
- степени заполнения участка трубопровода.

График зависимости виброперемещения от частоты колебаний вибрационного динамика для различных материалов труб представлен на рисунке 2.



**Рис. 2. График зависимости виброперемещения от частоты колебаний вибрационного динамика для различных материалов труб.**

Полученные результаты позволяют сделать заключение о преимуществе применения различных материалов при определенных вибрационных параметрах.

#### Литература

1. Прыгаев А. К. и др. Изучение угла поворота слоя-матрицы в неметаллических композитах при изготовлении труб и резервуаров для сжиженного природного газа // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2023. – № 1. – С. 214-222.
2. Галанский А.Н., Дубинов Ю.С., Корниенко Д.А. Исследование вибраций и их гашения в современных металлах и сплавах // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 8(140). – С. 120-125.
3. Куликов, В. Предотвращать, а не ликвидировать последствия // Мировая энергетика. – 2008. – № 2. – С. 20-21.
4. Лукьянов В. А. и др. Сопротивление материалов. – 2006.

### **РАСЧЕТ ЭРОЗИИ С ПОЛИДИСПЕРСНЫ ЛУКЬЯНОВ В. А. И ДР. СОПРОТИВЛЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ. – 2006.М СОСТАВОМ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОЙ КОРРОЗИИ ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА**

**Лаптева А.Ю.**

Научный руководитель доцент В.К. Никульчиков

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

Основной причиной износа технологических трубопроводов является эрозия металла трубопровода, которая представляет изменение размеров, формы, массы или состояния поверхности трубопровода по причине разрушения (изнашивания) поверхностного слоя при длительном воздействии твердых частиц (механических примесей), которые находятся в перекачиваемой жидкости. При значительных изменениях проточной части меняется и общая картина течения, в том числе и эрозионный износ трубопровода. Последствия эрозионного износа могут быть различны: как выход из строя определенной детали, так и всего изделия в целом. Потому очень важно прогнозировать характер протекания эрозионного процесса и учитывать его при проектировании изделия. Кроме того, на скорость распространения эрозии также влияет и состав материала изделия. Например, для пластичного материала характерно постепенное изнашивание материала с образованием кратеров, в свою очередь хрупкий материал подвержен образованию трещин и последующим откалыванием частиц [1].

Следует отметить тот факт, что процесс эрозии является сложным явлением, которое зависит от многих факторов: от свойств частиц и их траектории, от самой стенки трубопровода, а также от локальной скорости потока и наличия турбулентности [3].

Для исследования эрозионного процесса построим отводы трубопровода 90 и 180 градусов с заданными параметрами, возьмем за транспортируемую жидкость нефть, а в качестве частиц примеси возьмем песок, диаметр частиц которых для первого примера примем 20 микрометров и скорость частиц установим 7 м/с, а во втором примере изменим эти характеристики частиц, чтобы проанализировать, как скорость и диаметр частиц влияет на эрозионный

износ. Кроме того, на основе двух полученных моделей эрозионного износа, сделаем вывод, когда необходимо заменить трубопровод.

Таблица 1

*Исходные данные для расчета эрозионного износа*

Параметры	Значение для отвода 180 °	Значение для отвода 180 °
Наружный диаметр, мм	60	219
Толщина стенки, мм	5	5
<b>Характеристики основного течения</b>		
Среда	нефть	
Скорость на входе в отвод	7 м/с	
<b>Характеристика материала стенки</b>		
Материал	сталь ГОСТ 31447-2012	
Плотность	7800 кг/м <sup>3</sup>	
<b>Характеристики частиц примеси для первого примера</b>		
Среда	Песок	
Плотность частиц	2400	
Диаметр частиц	10 микрометров	
Скорость частиц	7 м/с	
Массовый расход, кг/с	0,2	
<b>Характеристики частиц примеси для второго примера</b>		
Среда	Песок	
Плотность частиц	2700	
Диаметр частиц	30 микрометров	
Скорость частиц	7 м/с	
Массовый расход, кг/с	0,2	

Таблица 2

*Характеристики для стали*

Класс прочности	Временное сопротивление, н/мм	Предел текучести, н/мм	Относительное удлинение, %
K34	335	205 (21)	24
K38	375	235 (24)	22
K42	410	245 (25)	21

Все необходимы расчеты будем проводить в программе Ansys Fluent, которая позволяет смоделировать распространение эрозии в изделии [2]. Первоначально построим модель колена трубопровода, которой в большей мере подвержен эрозионному износу. Для модели колена задаем inlet, outlet, wall, и генерируем сетку.

После того, как модель колена готова, начинаем моделировать эрозионный износ для первого примера. Устанавливаем материал для Fluid – нефть (oil), задаем скорость и давление на входе, а также задаем шаг операций расчета. Далее инициализируем впрыск частиц в нашу расчетную область, который будет производится через всю входную поверхность, частицы будут с учетом инерции, диаметр частиц равен 10 микрометров (по условию). Далее задаем сетку, по которой мы будем отслеживать движение частиц в расчетной области, которые заходят через граничные условия inlet, задаем модель эрозии и указываем общее время моделирования эрозии (указываем большой срок, так как процесс эрозии является длительным процессом). На каждом шаге расчета происходит изменение узлов сетки, ее деформация, которая отражается на графике. На рис.1 представлены результаты расчетов, из которых понятно, что основное место образования эрозионного износа расположено в месте изгиба трубы. Такую ситуацию можно объяснить тем, что, когда жидкость двигается от граничного входа (inlet), а частички, которые находятся в жидкости, ударяются о стенки в связи с изогнутостью трубы, тем самым создавая особо уязвимый для образования эрозии промежуток трубы. Чем дольше мы будем считать, тем больше эта стенка будет деформироваться и впоследствии приведет к тому, что диаметр этой трубы в месте изгиба начнет увеличиваться.

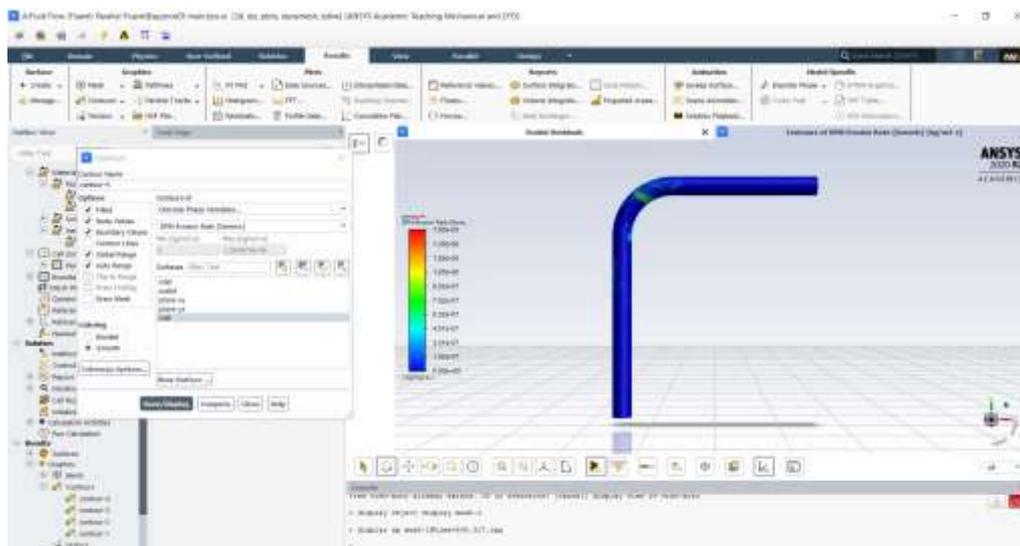


Рис. 1. Модель эрозионного износа отвода трубопровода 90°

Аналогичным образом проведем расчет эрозионного износа для отвода трубопровода в 180° (Рис. 2). Также построим модель отвода по заданным условиям, изменив характеристики частиц песка, согласно таблице. В результате получим модель, на которой большему эрозионному износу подвержена также стенка изгиба трубы, что связано с движением жидкости с примесью от граничного условия inlet вверх и ударению о стенку наибольшего изгиба.

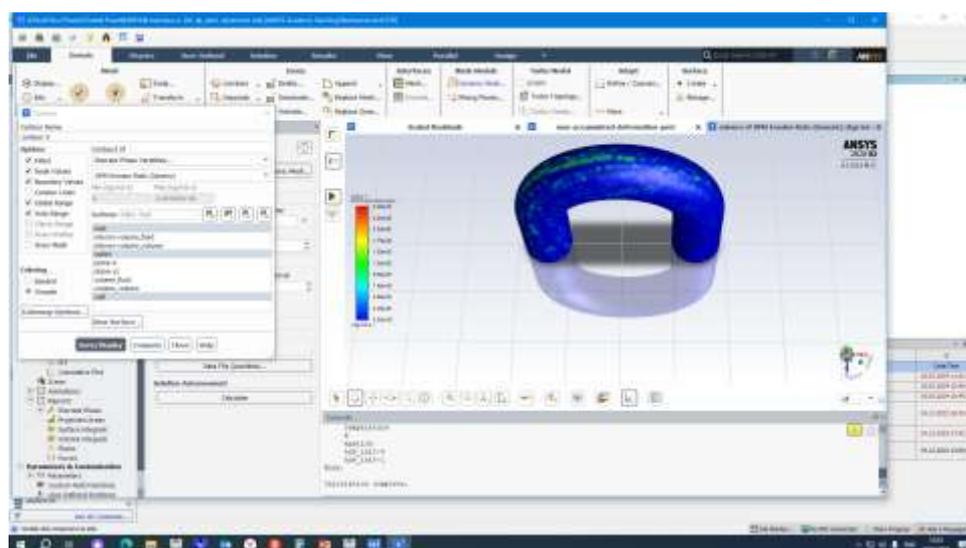


Рис. 2. Модель эрозионного износа отвода трубопровода 180°

На обоих рисунках показано, как изменится геометрия отвода трубопровода при длительном воздействии примесей. После того, как мы промоделировали эрозийный износ, можно оценить прочность конструкции с учетом образованной деформации в следствии эрозии. Для этого мы экспортируем полученную модель из Ansys Fluent в SpaceClaim в формате STL, далее редактируем геометрию нашей конструкции и отправляем в Ansys Mechanical для расчета прочности. На основании полученных расчетов можно сделать вывод о том, стоит ли продолжить использовать данную конструкцию или необходимо вносить изменения на данном этапе для дальнейшей эксплуатации.

#### Литература

1. Газпром 9.4-013-2011 Контроль состояния и оценка эффективности защитных покрытий подземных газопроводов: рекомендации организации. -введены впервые, введ. 25.01.2012. -М.: ПАО «Газпром», 2012. – 15 с.
2. Бруйка В. А. и др. Инженерный анализ в ANSYS Workbench // Самара: СГТУ. – 2010. – С. 234.
3. Ярославцева О. и др. Коррозия и защита металлов. Учебное пособие для вузов. – Litres, 2017.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГАЗОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ  
В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ**

**Лобанов М.В., Виноградов Е.Ю.**

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

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

Одним из направлений ПАО «Газпром», является обустройство месторождений на полуострове Ямал [1]. Одной из основных проблем является постоянная мерзлота, усложняющая строительство и эксплуатацию инфраструктуры. Необходимо разработать эффективные методы экономии энергии и ресурсов, чтобы обеспечить устойчивое функционирование проекта.

Целью данной статьи является рассмотрение эффективности использования газовых термоэлектрических генераторов (далее ГТЭГ) и выявления преимуществ над дизельными генераторами, в условиях вечной мерзлоты.

Для реализации поставленной цели были разработаны следующие задачи:

- изучить принципы работы генераторов разных типов
- произвести сравнение генераторов, чтобы доказать преимущества ГТЭГ в суровых условиях

Объектом исследования являются генераторы (60 КВт ЯМЗ С АВР) (ГТЭГ-500).

Ключевые слова: генераторы, многолетняя мерзлота, преимущества

В статье рассматриваются и анализируются перспективы использования газовых термоэлектрических генераторов (далее ГТЭГ) по сравнению с дизельными. Предлагаем рассмотреть к использованию ГТЭГ в труднодоступных местах и районах с многолетней мерзлотой.

Генераторы необходимы в труднодоступных и отдалённых местах, таких как горы, леса, где нет доступа к централизованной электросети. В таких местах генераторы могут использоваться для обеспечения электроэнергией сооружений и оборудования.

В местах с вечной мерзлотой генераторы также могут быть необходимы для обеспечения электроэнергией объектов инфраструктуры, таких как нефтегазовые месторождения, исследовательские и научные станции, а также для обогрева зданий и оборудования. Генераторы помогают обеспечить надежное энергоснабжение в условиях, где отсутствует возможность подключения к централизованной электросети, что делает их незаменимыми в таких труднодоступных и отдалённых местах.

ГТЭГ — это устройство, которое использует тепловую энергию от горячего газа для преобразования ее в электрическую энергию с помощью принципа термоэлектрического эффекта (эффект Зеебека).

Принцип работы газового термоэлектрического генератора основан на использовании разности температур между горячим и холодным концами элементов термоэлектрического материала. ГТЭГ обычно состоит из множества термоэлектрических модулей, которые размещаются вдоль потока пламени от горящего газа. Горящий газ направляется вдоль термоэлектрических модулей, нагревая одну сторону, в то время как другая сторона остается прохладной, что создает разность температур, которая позволяет генерировать

Термоэлектрические генераторы являются уникальным и эффективным решением для использования в условиях вечной мерзлоты, представляющей собой замерзшие грунты, которые содержат замороженную воду и обладают очень низкой температурой. В таких условиях традиционные источники энергии могут быть неэффективными или недоступными.

ГТЭГ работают на принципе преобразования тепловой энергии в электрическую энергию с использованием явления термоэлектрического эффекта. Они не требуют внешних ресурсов, таких как топливо или масло, и могут работать даже при очень низких температурах.

В условиях вечной мерзлоты ГТЭГ могут быть использованы для обеспечения электричеством различных объектов и устройств, таких как метеостанции, системы безопасности, обогревательные установки. Они могут работать автономно или в сочетании с другими источниками энергии, что делает их удобным и надежным решением для использования в условиях, где традиционные источники энергии могут быть неэффективными или недоступными.

Обычные дизельные генераторы довольно надежные и долговечные устройства, однако они все же подвержены износу в течение своей эксплуатации. Основной проблемой является износ двигателя, так как он является основной частью дизельного генератора и подвержен износу из-за постоянной работы на высоких оборотах. Это может привести к дефектам поршней, колец поршня, клапанов, коренных и шатунных вкладышей и других двигательных компонентов. Также для качественной работы генератора необходимо регулярно проводить техническое обслуживание, использовать качественное топливо и смазочные материалы, следить за состоянием всех компонентов и своевременно их заменять или ремонтировать.

Применение термоэлектрических генераторов позволит снизить затраты на обслуживание, а также получить более долгий срок службы в условиях сурового климата.

В данной статье предлагается провести сравнение генераторов двух типов и в следствии их анализ для выявления преимуществ ГТЭГ. Для сравнения генераторов разных типов были взяты важные характеристики для использования их в суровых условиях:

- Удельный расход для подсчёта требуемых материальных затрат на работу генератора для выработки 1кВт/ч;
- Условия эксплуатации;
- Срок службы и стоимость для подсчёта дополнительных издержек;
- В целях импорт замещения были так же рассмотрены и российские модели.

Таблица

Параметры генераторов

Генератор	КПД	Мощность кВт/ч	Удельный расход топлива, г/кВт*ч	Расход топлива при 75% нагрузке, л/ч	Степень автоматизации	Гарантия	Страна произв. двигателя	РЕСУРС РАБОТЫ ДО КАП. РЕМОНТА (ч)	Стоимость генератора	Дополнительные издержки (потеря стоимости в час)	Стоимость 1кВт/ч в рублях (только топливо)	Суммарные издержки
Дизельные генераторы												
MGEPI6PS	85,7	16	152,2	4	Автозапуск станции	12 месяцев	Питерборо, Великобритания	40000	993 761	24,8	20	44,8
ADP-500 Perkins	90	500	158,9	94,6	Автозапуск станции	12 месяцев	Питерборо, Великобритания	30000	520000	173,3	15,1	188,5
TPS 10MC	85,9	9,5	265,2	3	1 (ручной запуск)	12 месяцев	Питерборо, Великобритания	16000	840030	52,5	25,2	77,8
60 КВТ ЯМЗ С АВР	90,2	75	156,8	14	2 (автозапуск)	24 месяца/1000 моточасов	ГК ТСС в подмосковной Ивантеевке	8000	1236410	154,6	14,9	169,5
TTD 42TS CT	89	30	257	9,2	1 (ручной запуск)	24 месяца/1000 моточасов	TSS Diesel (Китай)	8000	386705	48,3	24,5	72,9
40 КВТ TWC 55TS CTA	88	40	165,9	7,9	2 (автозапуск)	36месяцев/2000 моточасов	WEICHAI(Китай)	13000	692000	53,2	15,8	69
Термоэлектрический генератор												
ГТЭГ-500	10	0,5	3000	1500	2 (автозапуск)	25 лет	Россия, Санкт-Петербург	219 000	5508000	25,2	58	83,2

– В таблице приведены данные по разным параметрам, которые позволяют оценить экономическую выгоду

от использования ГТЭГ. В частности, стоимость 1 кВт/ч позволяет оценить затраты только на топливо и в данном случае ГТЭГ заметно менее экономичен. Однако расчёт суммарных издержек (издержек с учётом потери стоимости генератора из-за износа) позволяет сделать вывод, что термоэлектрический генератор выигрывает за счёт надёжности и долгого срока службы, так как термоэлектрические генераторы имеют меньше подвижных частей по сравнению с дизельными генераторами, что уменьшает вероятность отказов и повышает надёжность работы генератора.

Термоэлектрические генераторы имеют несколько преимуществ по сравнению с дизельными генераторами, особенно в условиях многолетней мерзлоты:

– Экологическая чистота: термоэлектрические генераторы являются экологически чистым источником энергии, поскольку они не используют и не выделяют вредные выбросы в атмосферу. Это особенно важно в экологически чувствительных районах, где защита природы имеет большое значение;

– Надёжность: термоэлектрические генераторы имеют меньше подвижных частей по сравнению с дизельными генераторами. Это уменьшает вероятность отказов и повышает надёжность работы генератора;

– Безопасность: термоэлектрические генераторы не имеют открытого пламени, что делает их безопасными в эксплуатации в условиях высокого риска пожара, например, в зоне мерзлоты;

– Тишина: термоэлектрические генераторы работают бесшумно и не загрязняют окружающую среду шумом, в отличие от дизельных генераторов, которые могут быть шумными.

Однако стоит отметить, что термоэлектрические генераторы имеют некоторые ограничения, такие как более низкая эффективность в сравнении с традиционными генераторами и более высокие начальные инвестиционные затраты. Но в целом, в суровых условиях, такие генераторы могут быть более предпочтительными из-за их преимуществ.

В заключении можно отметить, что использование газовых термоэлектрических генераторов в суровых условиях таких как вечная мерзлота или труднодоступные места, могут стать эффективным и экономически целесообразным решением. Несмотря на то, что ГТЭГ могут иметь более высокие начальные инвестиционные затраты и несколько меньшую эффективность по сравнению с дизельными генераторами, их преимущества включают в себя надёжность, безопасность, экологическую чистоту и долгий срок службы. Внедрение термоэлектрических генераторов может не только позволить сэкономить на обслуживании и увеличить срок службы, но также способствует уменьшению отрицательного воздействия на окружающую среду.

**АНАЛИЗ ПЕРЕДАЧ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ТЕЛАМИ КАЧЕНИЯ**

**Пиунов А.С.**

Научный руководитель доцент Г.Р. Зиякаев

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

**Ключевые слова:** геометрический синтез, кинематика, конструкция, промежуточные тела качения (ПТК), трение скольжения, КПД.

**Аннотация.** В данной работе, была поставлена задача: найти основную проблему, в передачах с ПТК, и рассмотреть способы ее решения.

**Введение.** В настоящее время одной из важнейших задач машиностроения, является поиск способов улучшения качества выпускаемой продукции и путей снижения затрат. Исследование передач с ПТК может быть актуальным по следующим причинам: оптимизация производства; улучшение производительности; устранение проблем и дефектов

Уникальные преимущества над традиционными передачами — передачи с ПТК способны передавать значительно более высокие нагрузки по сравнению с другими передачами, что делает их особенно полезными в инженерных системах, где требуется максимально эффективное использование объёмов и минимизация веса.

**Обзор.** Исследование передач с ПТК может быть целесообразным для улучшения производства, повышения производительности, изучения новых материалов и технологий, устранения проблем и дефектов, а также совершенствования конструкции передач.

В связи с этим, инженеры все чаще обращают внимание на передачи с ПТК. При одинаковых условиях данный вид передач, обладает рядом преимуществ, в сравнении с другими передачами. Передачи с ПТК используются в приводах перемешивающих устройств бурового раствора, запорной арматуры и других механизмах. Однако следует учесть, что данный вид передач ещё не так распространён, как другие типы передач, и могут иметь свои собственные ограничения и препятствия для внедрения в серийное производство. Развитие данного класса передач говорит о том, что этот вид передач будет играть все большую роль в будущих проектах запорной арматуры и перемешивающих устройств бурового раствора.

*Таблица*

*Преимущества и недостатки передач с промежуточными телами качения*

Преимущества	Недостатки
1. Малые габаритные размеры; 2. Большая нагрузочная способность; 3. Возможность самоустановки ведущего вала; 4. Малые потери мощности, что связано с заменой трения скольжения качением [1-2].	1. Трудность получения высокой точности и шероховатость поверхностей, сопряженных с телами качения [2]; 2. Более высокая стоимость по сравнению с обычными редукторами, связанная с их сложностью; 3. Сложность конструкции и большое число элементов, что усложняет проектирование и сборку.

Одним из самых важных достоинств передач с ПТК является замена трения скольжения качением. Это связано с тем, трение качения характеризуется меньшим сопротивлением и уменьшает энергетические затраты на перемещение объектов по поверхности, поскольку трение скольжения характеризуется большим сопротивлением к движению из-за контакта между слоями материалов.

Написано много работ по передачам с ПТК, в которых предложены методики геометрического синтеза или новые конструктивные решения. По принципу действия рассматриваемый вид передач можно разделить на две группы:

- передачи с роликовыми телами качения;
- передачи с «направляющими» для ПТК и валом создающим волновое движение промежуточных звеньев [1].

Далее будут рассмотрены несколько примеров улучшения характеристик передач с ПТК, при помощи снижения трения скольжения.

В статье Ефременко Е.А. [1] рассматривается проблема нагрева (до 100-120°С), вследствие возникновения трения скольжения под высокой нагрузкой, из-за чего реальный КПД передачи падает (теоретический 0,94, практический 0,8-0,85). Для решения проблемы предлагается передача с ПТК с разгруженным сепаратором. Ее особенность заключается в том, что ПТК находятся между профилями зубьев двух колес, внутри кулачка устанавливается подшипник. Такое конструкторское решение позволяет снизить скользящее движение, приводящее к преждевременному износу деталей и их нагреву. Эту передачу можно отнести ко второму типу. Получилось добиться снижения нагрева корпуса на 30°С и увеличение КПД одной ступени до 97%. Для определения КПД, применялась следующая формула:

$$\eta = 1 - \frac{R\mu}{M_d} \left( \frac{2}{Z_2 - 1} + 2 \frac{L_b \left( \frac{1 - 2}{Z_2} \frac{2}{Z_2 + 1} \right)^2}{r_{тк} (Z_2 - 1)} \right),$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона;  $R$  – полная реакция на тело качения;  $L_b$  – расстояние от полюса зацепления до точки контакта тела качения с профилем колеса;  $M_d$  – крутящий момент на входном валу передачи;  $Z_2$  – число промежуточных тел качения;  $r_{тк}$  – радиус тела качения [1].

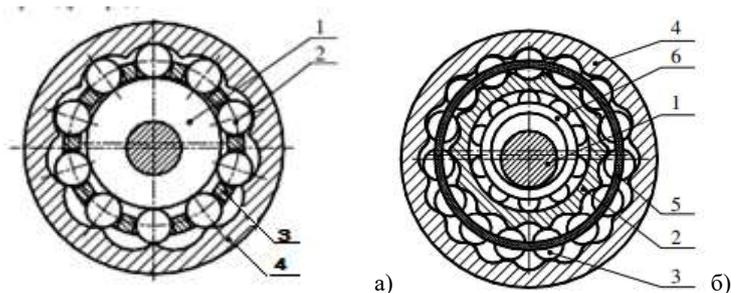


Рис. 1. а) поперечное сечение передачи с ПТК: 1) генератор, 2) промежуточные тела качения, 3) сепаратор, 4) венец; б) Поперечное сечение передачи с ПТК с разгруженным сепаратором: 1) генератор, 2) кулачок, 3) ПТК, 4) венец, 5) сепаратор, 6) подшипник [1].

Другое решение, было предложено Лустенковым М.Е. [2], это разработка методики расчета беговых дорожек для улучшения контакта промежуточных тел с поверхностью. Также было предложено использование вместо шариков ролики, так как, контактируя с тремя поверхностями составляющие ролика способны обеспечить качения без проскальзывания. В качестве объекта для исследования был выбран синусошариковый редуктор. Конструктивная особенность этой передачи, заключается в построении беговых дорожек, образованных двумя торцевыми кулачками, которые закреплены на общем основании. КПД полученной передачи составил 70% с учетом использования смазки в виде графито-масляной смеси. Использование роликов вместо шариков, позволило повысить КПД на 5~10%. Для определения КПД, применялась формула:

$$\eta = \frac{M_2 \omega_2}{M_2 \omega_2 + f \cdot n \times (N_1 v_{sk1} + N_2 v_{sk2} + N_3 v_{sk3}) + \delta \cdot \omega_n (N_1 + N_2 + N_3)}$$

где  $\delta$  – коэффициент трения качения;  $\omega_2$  – угловая скорость выходного вала;  $M_2$  – крутящий момент на выходном валу;  $n$  – число тел качения;  $N_1$  – нормальные реакции взаимодействия тела качения с внутренним и внешним кулачками и сепаратором;  $f$  – коэффициент трения скольжения.

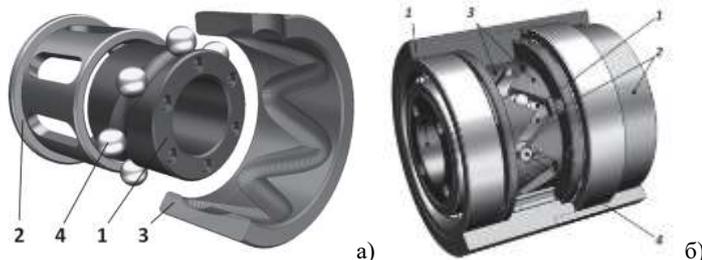


Рис. 2. а) основные детали одной секции синусошарикового редуктора: 1) внутренняя втулка; 2) сепаратор; 3) наружная втулка; 4) ПТК (шарики). б) детали зацепления и редуктор с составными роликовыми сателлитами и квазивинтовым профилем беговых дорожек: 1) внутренний кулачок; 2) сепаратор; 3) составной наружный кулачок; 4) ПТК (ролики) [2].

Полностью заменить трение скольжением качением невозможно, но решение этой проблемы актуально по следующим причинам: – высокий коэффициент трения может привести к износу поверхностей контакта и ускоренному износу подшипников; – экономия энергии и улучшение эффективности работы механических систем. Если отталкиваться только от КПД рассмотренных передач, то можно сделать вывод, что передачи с ПТК с разгруженным сепаратором лучше передач с составными роликовыми сателлитами и квазивинтовым профилем беговых дорожек.

**Вывод.** Были рассмотрены преимущества и недостатки передач с промежуточными телами качения, и приведены примеры улучшения технических характеристик передач. Также указаны причины, по которым исследования передач с ПТК актуальны. Кроме того, есть необходимость в совершенствовании передач данного вида, поскольку их внедрение в производство позволит увеличить производительность.

#### Литература

1. Ефременков Е. А. Разработка и проектирование передач с промежуточными телами качения нового вида // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2005. – Т. 308. – №. 1. – С. 131-135.
2. Лустенков М. Е., Сазонов И. С. Передача с промежуточными телами качения с квазивинтовой формой беговых дорожек. – 2013.
3. Черемнов А. В., Ан И., Ивкина О. П. Синтез пространственной передачи с промежуточными телами качения с улучшенными качественными характеристиками // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2012. – Т. 321. – №. 2. – С. 26-30.

**РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКИМ ИЗГИБОМ**

**Попов Д.О.**

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

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

В настоящее время средний возраст магистральных газопроводов составляет 27-30 лет. Продолжительный срок эксплуатации магистральных трубопроводов нередко приводит к отклонению оси трубопровода от проектного положения. Данное явление происходит по причине воздействия внешней среды, изменения физических свойств грунта или сейсмической активности литосферных плит, вследствие чего возникают просадки грунта. Просадка грунта опасна тем, что вызывает значительные изгибы в трубопроводе, которые образуют упругие и упруго-пластические деформации. С течением времени, участков газопроводов с такими аномалиями становится все больше. Чтобы провести капитальный ремонт газотранспортным компаниям приходится вырезать дефектные секции и нести существенные финансовые потери. Поэтому решения по повышению эффективности эксплуатации газопроводов с упруго-пластическими изгибами для более точного определения остаточного ресурса таких участков являются актуальными.

Целью работы является разработка рекомендаций по диагностированию участков магистрального газопровода с упруго-пластическим изгибом для определения остаточного ресурса трубопровода.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить нормативно-техническую документацию по эксплуатации и обслуживанию магистральных газопроводов;
- рассмотреть классификацию дефектов труб и соединительных деталей трубопровода (далее СДТ);
- разработать рекомендации по повышению эффективности эксплуатации участков магистральных газопроводов с упруго-пластическими изгибами;
- разработать методику ранжирования участков магистрального газопровода с упруго-пластическими изгибами для оценки остаточного ресурса трубопровода.

Ключевые слова: упруго-пластический изгиб, магистральный газопровод, остаточный ресурс, ранжирование участков, дефекты трубопровода.

Упруго-пластическим изгибом газопровода согласно СТО Газпром 2-2.3-919-2015, пункт 3.49, [1] является участок газопровода с радиусом кривизны не менее  $500D_n$ , не содержащий отводов холодного гнущья, крутоизогнутых или сегментных отводов. Опасность данного вида изгиба заключается во вызванных напряжениях металла трубы, интенсивность которых превышает предел текучести металла. Особенно опасны растягивающие напряжения, которые могут привести к возникновению трещин.

Согласно документу Р Газпром «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов», пункт 5.1, [2] дефекты труб и соединительных деталей трубопровода можно классифицировать по следующим категориям: поверхностные дефекты основного металла, внутренние дефекты основного металла, поверхностные дефекты заводских сварных швов, внутренние дефекты заводских сварных швов, дефекты геометрии заводских сварных швов, дефекты геометрии труб и СДТ. Данная классификация не относит упруго-пластический изгиб ни к одной категории дефектов. Но на основании того, что упруго-пластический изгиб образуется путем возникновения внешней нагрузки (просадка грунта, особенность рельефа) на газопровод, с изменением формы трубопровода, рекомендуем такого вида аномалии отнести к типу дефектов геометрии.

В данный момент внутритрубная диагностика газопровода происходит в 3 этапа. Первым этапом является очистка газопровода от отложений. Для этого по трубопроводу пропускают очистные скребки. Вторым этапом является профилометрия газопровода, на котором отслеживают изменения геометрии трубы. На третьем этапе производят дефектоскопию при помощи пропуска дефектоскопа продольного намагничивания и дефектоскопа поперечного намагничивания, либо комбинированных устройств. Но существующая методика не может определить с высокой точностью упруго-пластический изгиб. Для определения упруго-пластического изгиба рекомендуем оборудовать дефектоскоп гироскопом, что позволит в точности определять отклонения оси трубопровода от проектного положения, а также радиус изгиба трубопровода. За счет данных с гироскопа (угол отклонения от проектного положения) в дальнейшем сможем производить ранжирования степени опасности участков магистрального газопровода с упруго-пластическими изгибами и более точно рассчитать остаточный ресурс.

Для наглядной демонстрации опасных участков был произведен расчет в программной оболочке SolidWorks для изгиба радиусом  $1500D_n$  (рис.4). В качестве исследуемого участка был принят трубопровод диаметров 1020 мм с толщиной стенки 12 мм, маркой стали 09Г2С, внутренним давлением 6 МПа и категорией участка II.

Для доказательства опасности упруго-пластического изгиба магистрального газопровода было произведено исследование растягивающих и сжимающих напряжений, а так же их интенсивности, в зависимости от радиуса изгиба трубопровода. Расчет был выполнен по нормативному документу СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» [3] по исходным данным представленным выше. Изгиб трубопровода принимался в диапазоне от  $500D_n$  до  $5000 D_n$ . Согласно полученным данным, были построены графики (рис.1,2,3) ранжирования упруго-пластического изгиба трубопровода с рекомендациями по дальнейшей эксплуатации.

График зависимости интенсивности напряжений от радиуса изгиба (рис.3) показывает, что предел текучести стали 09Г2С (340 МПа) превышает при  $950D_n$  и менее. Это говорит о переходе из упругой зоны деформации, в зону упруго-пластической деформации, в которой возникает повышенная вероятность образования дефектов. По этой причине участки данного газопровода, имеющих радиус изгиба менее  $950D_n$ , должны подлежать немедленному

ремонту. Так как металл на данных участках уже подвергался упруго-пластической деформации, что говорит об изменении кристаллической решетки стали, то должна назначена вырезка дефектного участка магистрального газопровода.

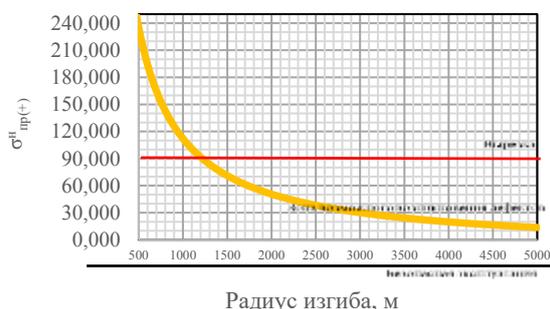


Рис. 1. График зависимости растягивающих напряжений ( $\sigma_{пр(+)}^H$ ) от радиуса изгиба трубопровода

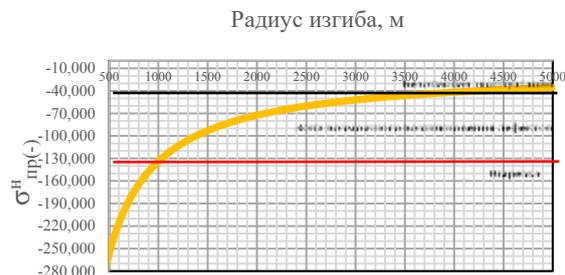


Рис. 2. График зависимости сжимающих напряжений ( $\sigma_{пр(-)}^H$ ) от радиуса изгиба трубопровода

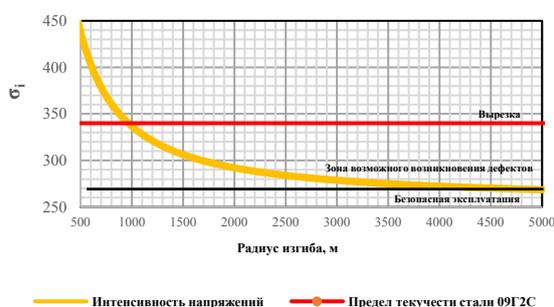


Рис. 3. График зависимости интенсивности напряжений ( $\sigma$ ) от радиуса изгиба трубопровода

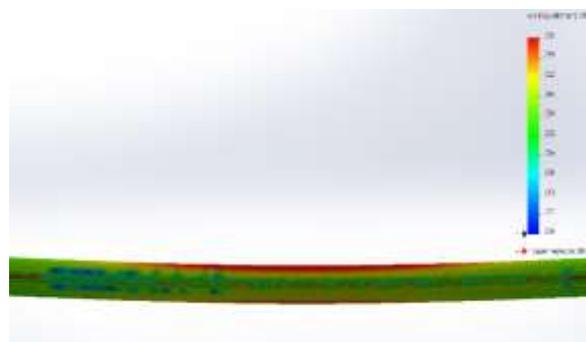


Рис. 4. Напряжение по Мизесу для участка газопровода с изгибом  $1500D_n$

В диапазоне изгиба трубопровода от  $950D_n$  до  $4550D_n$  по графикам (рис. 1, 2, 3) видно, что превышения предела текучести металла не наблюдается, что указывает на упругую деформацию, но имеются повышенные продольные напряжения. Условие прочности для сжимающих продольных напряжений согласно пункту 8.26 СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» [3] не выполняется, что указывает на возможность возникновения дефекта. Так же наличие растягивающих напряжений, приводит к возникновению ползучести металла. Данное явление проявляется через длительный срок эксплуатации магистрального трубопровода и имеет возможность привести к возникновению дефектов вида трещина. Так же при наличии коррозии и растягивающих напряжений, возможно происхождение коррозионного растрескивания. По этой причине следует отнести данный диапазон к зоне возможного возникновения дефектов и систематически производить проверку данных участков. При изгибе трубопровода более  $4550D_n$  дальнейшая эксплуатация считается безопасной.

На основе выполненных расчетов мы смогли определить степени опасности участков магистрального газопровода с упруго-пластическим изгибом. Это 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.

#### Литература

1. Газпром Р. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов // М.: ООО «Газпром экспо.» – 2013.
2. СТО Газпром 2-2.3-919-2015 Основное и вспомогательное оборудование для внутритрубного диагностирования. Технические требования.
3. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.
4. СТО Газпром 2-3.5-695-2013 Линейная часть магистральных газопроводов. Общие технические требования к проектной документации для капитального ремонта.
5. СТО Газпром 2-2.3-23-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов.

**ВЛИЯНИЕ СМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ РАЗНОГО СОСТАВА НА СТЕПЕНЬ ИНГИБИРОВАНИЯ ПРИСАДКИ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ**

Раецкая А.Н.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель старший научный сотрудник И.В. Прозорова<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Главной проблемой при добыче и транспортировке парафинистых нефтей является образование нефтяных отложений, которые негативно влияют на работу скважин и нефтепромыслового оборудования [1]. Процесс образования нефтяных отложений различных месторождений может меняться в зависимости не только от доли парафиновых углеводородов, но и от содержания и природы смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) в нефтяных системах [2]. Снижение осадкообразования можно добиться путем использования ингибирующих присадок. Данные соединения способны даже в малых дозах (~ 0,05 %) улучшить реологические характеристики нефтяных систем [3].

В данной работе было изучено влияние ингибирующей присадки на процесс осадкообразования в присутствии смолистых компонентов разного состава.

Объектом исследования является высокопарафинистая нефть с низким содержанием асфальтеновых и смолистых компонентов ( $\omega$  (масляной фракции) = 93,8 %,  $\omega$  (смола) = 6 %,  $\omega$  (асфальтенов) = 0,2 %, мас.) Влияние природных ПАВ на осадкообразование исследуемой нефти и эффективность действия присадки прослеживали с добавлением смол различного состава в нефтяную систему (таблица 1).

Таблица 1

**Влияние концентрации смол различного состава на количество нефтяного осадка и степень ингибирования присадки (ИП)**

Концентрация смол в обр., $\omega$ , % мас.	Количество АСПО, г на 100 г нефти		Количество АСПО, г на 100 г нефти + ИП	
	смола 1	смола 2	смола 1	смола 2
6,0*	5,3	5,3	1,8	1,8
6,2	8,7	5,2	5,3	3,1
6,5	21,6	4,6	14,9	2,3
6,7	23,9	4,0	19,6	1,7
7,0	39,1	3,5	38,7	1,4

\*6 % – массовая доля смол в исходной нефти

В таблице видно, что при повышении доли смол 1 увеличивается масса осадка (до 39,1 г, 38,7 г в образце с присадкой), вероятнее всего это связано с взаимодействием смолистых компонентов с парафиновыми углеводородами, они конкурируют с полярными группировками присадки, тем самым мешая процессу ингибирования. При увеличении доли смол 2 в нефтяной системе идет уменьшение массы осадка (до 3,5 г в исходной системе и до 1,4 г в системе с присадкой).

Степень ингибирования была рассчитана по формуле (1).

$$I = \frac{m1-m2}{m1} * 100\% \quad (1)$$

где  $m1$  – масса осадка нефти;  $m2$  – масса осадка нефти с добавлением ингибирующей присадки.

Состав смол был исследован с использованием ИК-спектроскопии. ИК-спектры смол (рисунок) представляют собой набор полос, соответствующих структурным группам, соответствующие максимумам: 1740  $\text{см}^{-1}$  (карбонильная C = O), 1050, 1180  $\text{см}^{-1}$  (алифатическая C-O-C), 1240  $\text{см}^{-1}$  (сложноэфирная COOR).

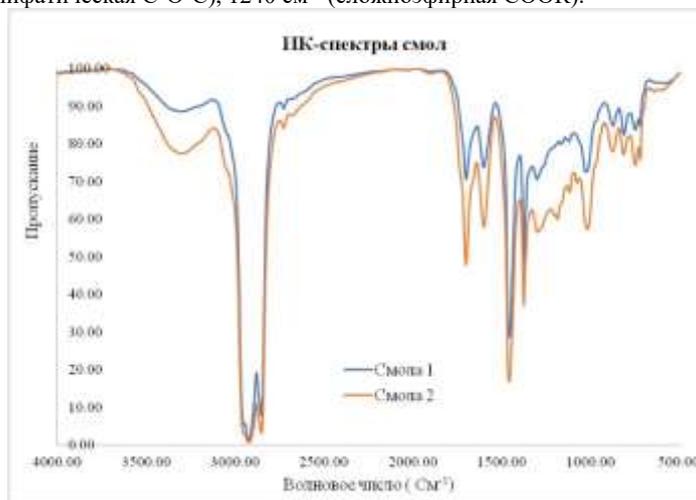


Рис. ИК-спектры смол

Были рассчитаны спектральные коэффициенты смол (таблица 2).

Таблица 2

Спектральные коэффициенты смол 1 и 2

Спектральные коэффициенты		Смола 1	Смола 2
Коэффициент ароматизированности Баттачарна	D1610/D725	1,86	3,11
Условное отношение содержания полизамещенных ароматических структур к общему содержанию ароматических углеводородов	D818/D1610	0,63	0,48
Условное содержание ароматических структур	D1610/D1465	0,24	0,44
Условное содержание конденсированных ароматических углеводородов	D750/D725	1,08	1,33
Условное содержание -C=O	D1710/D1465	0,29	0,39
Условное содержание -S=O	D1030/D1465	0,26	0,36

Состав смол заметно отличается друг от друга. Смолы 2 имеют почти в 1,5–2 раза больше ароматизированных структур и почти в 1,5 раза больше карбонильных и сульфоксидных групп. Предполагается, что смолы 2 за счет своей высокой полярности более склонны к межмолекулярным взаимодействиям и образованию более устойчивых ассоциативных комплексов с парафиновыми углеводородами, выступая как ингибиторы осадкообразования.

Можно сделать вывод, что на процесс осадкообразования и ингибирующую способность присадки сильно влияет состав нефти. В данной работе показано влияние состава нефтяных смол на процесс ингибирования присадки, что необходимо учитывать при разработке, добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтей.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

#### Литература

1. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – 2000.
2. Шарифуллин А. В. и др. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. – 2006. – №. 6. – С. 19-24.
3. Зевакин Н. И., Мухаметшин Р. З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения // Сборник научных трудов ТатНИПИНефть. ВНИИОЭГ. – 2008. – Т. 472.

### ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ЗАЧИСТКЕ Романов С.П.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

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

В процессе эксплуатации резервуаров вертикальных стальных выполняются работы по их зачистке от донных отложений (ДО) с целью осуществления диагностических обследований и ремонта. Предотвращение накопления отложений позволяет сократить стоимость работ по зачистке, повысить полезную резервуарную емкость, снизить риски сбоев в работе радарных уровнемеров. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) являются распространенной проблемой в нефтегазовой промышленности, которая может привести снижению производительности, повреждению оборудования и увеличению затрат на обслуживание и ремонт. Они имеют следующий состав: парафины (10-75 %), асфальтены (2-5 %), смолы (11-30 %), мех. примеси (1-5 %). Как показывает практика эксплуатации вертикальных стальных резервуаров на нефтеперекачивающих станциях средний уровень составляет 0,7-1,2 м или 6-18 % от рабочего объема резервуара. Основными причинами уменьшения полезного объема резервуарах являются:

- применение устаревших малоэффективных систем предотвращения и размыва отложений;
- прием в резервуар АСПО и загрязняющих веществ при ремонте и очистке нефтепроводов;
- изменение качества нефти снижение ее температуры [1].

В настоящее время существует большое количество способов предотвращения накопления АСПО в резервуарах. Рассмотрим наиболее распространенные из них:

1. Применение защитных покрытий: при изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности, а также изменение полярности материала стенки.

2. Химический метод: основывается на использовании химических реагентов, которые вводятся в нефть в небольших количествах.

3. Механический метод: одними из самых распространенных и широко применяемых устройств для предотвращения образования отложений гидромеханическим способом являются электромеханические винтовые мешалки различной конструкции, например, устройство размыва донных отложений (УРДО) «Диоген» (рис. 1) [2].



**Рис. 1. Диоген**

В данной работе поставлена задача разработки эффективной технологии снижения количества и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах вертикальных стальных в процессе эксплуатации и подготовке к зачистке.

Наиболее простым и перспективным методом удаления и предотвращения дальнейшего накопления является применение разнообразных по составу углеводородных удалителей и ингибиторов АСПО. Подбор новых эффективных и недорогих удалителей, которые можно применить для удаления АСПО из резервуаров и технологических трубопроводов, остается актуальной и перспективной. данной повышения эффективности предотвращения предлагается применение специальных ингибиторов для размягчения донных отложений и их перемешиванием с основной массой нефти. Использование удалителя АСПО производится совместно со стационарной системой размыва донных отложений. При этом динамическая составляющая являлась основным условием данным процессе. Методика применения растворителя включает себя:

- расчет объема нефти;
- расчет количества удалителя необходимого для использования;
- подготовка комплекта оборудования и сборка технологической схемы для ввода удалителя в резервуар трубопровод;
- проведение процесса очистки от донных отложений;
- раскочка диспергированных и растворенных отложений в магистральный нефтепровод во время размыва ДО;
- оценка результатов очистки.

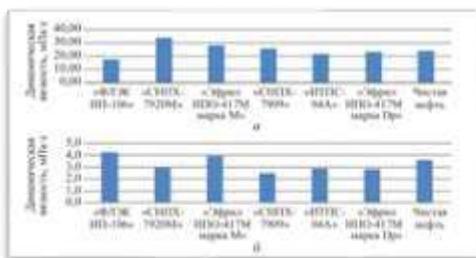
На сегодняшний день наиболее оптимальным решением проблемы является применение специализированного ингибитора парафиноотложений (ИПО), который будет:

- способствовать предотвращению накопления АСПО;
- не будет изменять товарных качеств продукта; экономически выгоден;
- максимально безопасен для применения в условиях эксплуатации.

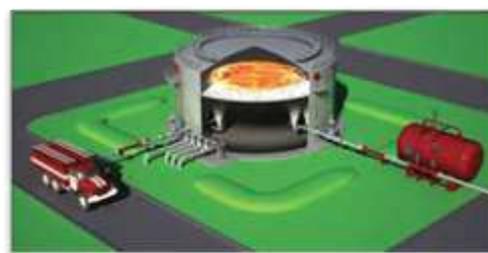
Согласно исследованиям [3] (рисунок 2: а – при температуре 10 °С и концентрации реагента-ингибитора 300 г/т; б – при температуре 40 °С и концентрации реагента-ингибитора 500 г/т), самой эффективной присадкой является марка СНПХ производства АО «НИИнефтепромхим» г. Казань. Результаты исследований, проведенных в независимой лаборатории, представлены в таблице.

Проведя анализ конструктивных особенностей резервуаров и резервуарного оборудования, а также операций, выполняемых перед выводом резервуара из эксплуатации, для равномерного распределения по резервуару, ввод ИПО предлагается совместить с процессом депарафинизации системы подслоного пожаротушения (рисунок 3), в следующей последовательности:

- проведение депарафинизации трубопроводов подслоного пожаротушения, с применением агрегата для депарафинизации;
- ввод ингибитора через узел промывки;
- прокачка объема нефти, соответствующего объему внутренней обвязки систем подслоного пожаротушения, через узел промывки, с целью обеспечения ввода полного расчетного объема ИПО в резервуар.



**Рис. 2. Результаты определения эффективности применения реагентов-ингибиторов целью снижения динамической вязкости**



**Рис. 3. Система подслоного пожаротушения резервуара**

Таблица

Концентрация ИПО, %	Эффективность ИПО, %		
	СНПХ-7821	СНПХ-7821 марка А	СНПХ-7821 марка Т
0	3,5	3,5	3,5
0,025	34,9	32,4	30,3
0,05	66,4	62,8	61,1
0,07	98,7	89,2	86,5

Использование ИПО марки СНПХ имеет положительный эффект в предотвращении накопления и удалении АСПО, за счёт того, что не изменяются товарные качества продукта, так как в составе ИПО отсутствуют хлорорганические соединения, а также вещества и смеси приводящие к увеличению содержания органических хлоридов нефти. Наибольшая эффективность применения ингибитора будет достигнута при совместном использовании с УРДО «Диоген». Результаты работы могут быть использованы для расчета необходимых параметров процесса проведения размыва ДО, а также для возможных будущих натурных испытаний. Дополнительно планируется смоделировать гидродинамическую модель размыва донных отложений с применением ингибитора и подтверждения выдвинутой теории.

#### Литература

1. Золотухин Ф. А., Лейманченко Э. И., Наконечный Л. В. Факторы, влияющие на процесс образования донных отложений в нефтяных резервуарах // Нефтегазовый терминал. – 2016. – С. 38-42.
2. ОР-23.020.00-КТН-111-13 Организация и проведение работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров с применением устройств типа «Диоген»;
3. Козлов А. В., Вотинова А. О. Влияние ингибиторов комплексного действия на интенсивность образования органических отложений и динамическую вязкость нефти // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 212-218.

### ВЫДЕЛЕНИЕ И СОСТАВ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕГО СЛОЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Смирнова Е.Ю.<sup>1</sup>, Волкова Г.И.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель с.н.с. доцент Г.И. Волкова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Нефтедобывающая промышленность характеризуется острой проблемой увеличения в составе доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся тяжелые и высоковязкие нефти. Их запасы значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей. Запасы легкого сырья характеризуются плавным и неизбежным истощением, поэтому возникает необходимость разработки новых технологий добычи, подходящих для тяжелых и высоковязких нефтей, и поиска новых подходов к работе с нефтяным сырьем в целом. На ранних этапах разработки месторождения, когда добыча производится с использованием исключительно естественной энергии пласта, степень обводненности нефти, как правило, низкая. Дальнейшая разработка нефтяных месторождений с применением вторичных методов увеличения нефтеотдачи (чаще всего – метод заводнения), добыча производится с попутными пластовыми водами. По мере увеличения сроков разработки месторождений растет и обводненность продукции, как естественное, так и искусственное (для поддержания пластового давления). Неизбежно происходит образование стойких водонефтяных эмульсий, разрушение которых является крайне сложной задачей [3]. В случае тяжелых и высоковязких нефтей отработанные и широко применяемые методики разрушения водонефтяных эмульсий оказываются недостаточно эффективными ввиду особенностей исходного сырья. Таким образом, поиск новых подходов к таким системам – крайне актуальная и важная задача в рамках современных тенденций и вызовов в нефтехимической и нефтедобывающей отрасли.

В данной работе был исследован стабилизирующий слой обратной эмульсии дистиллированной воды и высоковязкой высокосмолистой нефти и сравнение состава компонентов исходной нефти и стабилизирующего слоя.

Для приготовления 30 % мас. эмульсий использовали высокосмолистую нефть, в которой содержалось 59,21 % мас. масляной фракции, 29,1 % мас. смолистых компонентов и 11,69 % мас. асфальтенов. Плотность – 972 кг/м<sup>3</sup>, что позволяет ее отнести к битуминозным нефтям [1]. Температура застывания нефти составляет минус 14 °С («Кристалл», ИХН СО РАН).

Водонефтяную эмульсию (ВНЭ) готовили с использованием механической мешалки в течение 10 мин при скорости вращения лопасти 1500 об/мин. Межфазный слой выделяли методом экстракции [2]. Полученную ВНЭ центрифугировали при скорости 2500 об/мин в течение 10 мин для выделения слоя обезвоженной нефти. Верхний слой сливали, оставшуюся эмульсию подвергали поэтапной обработке растворителями для постепенного отделения ее компонентов от непосредственно межфазного слоя. Эмульсию перемешивали с гексадеканом (1:2 по объему), снова центрифугировали. Верхний слой, содержащий, асфальтено-смолистые вещества исходной нефти, сливали. Для полного удаления остатков нефти и тяжелого парафинового растворителя полученную желеобразную массу промывали петролейным эфиром до прозрачной окраски промывного раствора. Полученную желеобразную массу кипятили с дистиллированной водой для удаления остатков петролейного эфира в межкапельном пространстве, стабилизирующий слой выделялся в виде суспензии [2]. Конечным этапом являлась фильтрация межфазного слоя

и его сушка до постоянной массы. Полученный стабилизатор представлял собой сухую мелкодисперсную систему темно-коричневого цвета.

Количественный состав стабилизирующего слоя определяли по стандартным методикам, выделяя асфальтены с использованием холодного метода Гольде, а затем с использованием жидкостно-адсорбционной хроматографии из мальтенов экстрагировали масляную фракцию гексаном, ароматические компоненты смесью гексан: толуол = 6:1, неполярные (бензольные) смолы – толуолом, полярные (спирто-бензольные) – смесью спирт: толуол = 1:1. После отгона растворителей и высушивания фракций до постоянной массы определяли групповой состав стабилизирующего слоя. Аналогично определяли групповой состав исходной нефти.

ИК-спектры снимали с помощью FTIR-спектрометра NICOLET 5700 (Германия) и обрабатывали с использованием программного обеспечения OMNIC 7.2 Thermo Nicolet Corporation, определяя оптические плотности характеристических полос поглощения. Состав и содержание структурных фрагментов, содержащихся в компонентах стабилизирующего слоя, определяли с использованием спектральных коэффициентов. Введены следующие обозначения: С1 – содержание ароматических структур, С2 – степень разветвленности, С3 – содержание  $(\text{CH}_2)_n$ -групп в алифатических структурах с  $n > 4$ , С4 – степень алифатичности, С5, С6 – кислородсодержащие структуры, С7 – серосодержащие структуры, С8, С9, С10 – моно-, 1,4-, 1,2,3,4- и 1,2,3,5-замещенные ароматического кольца соответственно.

Масляную фракцию стабилизирующего слоя анализировали с использованием метода хроматомасс-спектрометрии (ХМС) на магнитном хроматомасс-спектрометре DFS фирмы «ThermoScientific» (Германия). Режим масс-спектрометра: метод ионизации – электронная; энергия ионизирующих электронов 70 эВ; температура ионизационной камеры 250 °С; диапазон регистрируемых масс 50-500 а.е.м.; длительность развертки спектра 1 с, стандарт – дейтероаценафтен. Хроматограммы органических компонентов строили по общему ионному току (TIC) и характеристическим фрагментным ионам (SIM) с помощью программы Xcalibur. Масс-фрагментограммы для n-алканов, строили по характеристическим ионам с  $m/z = 57$ .

Проведено сравнение структурно-группового состава асфальтенов, выделенных из исходной нефти и стабилизирующего слоя. Согласно полученным результатам в асфальтенах стабилизирующего слоя содержится больше ароматических структур, в том числе моно-, 1,4-, 1,2,3,4- и 1,2,3,5-замещенных бензольного кольца, разветвленных алканов, полиметиленовых последовательностей, но меньше – серо- и особенно кислородсодержащих фрагментов (рисунк).

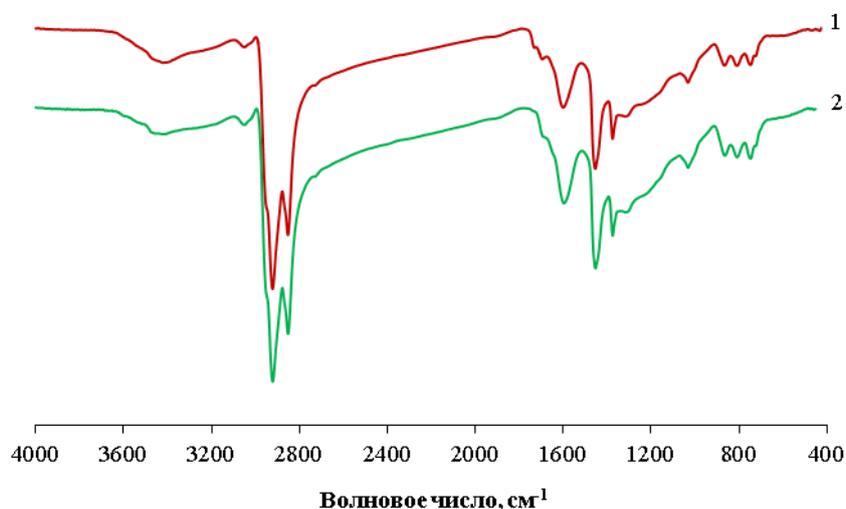


Рис. ИК спектры асфальтенов нефти (1) и стабилизирующего слоя (2)

По результатам определения отношений оптических плотностей полос поглощения определено, что коэффициенты С1 (1600/1465), С2 (1380/1465), С3 (720/1465), С8 (750/1600), С9 (814/1600) и С10 (850/1600), полученные для стабилизирующего слоя, больше, по сравнению с соответствующими значениями для исходной нефти (С1 для исходной нефти = 0,51, для стабилизирующего слоя = 0,53; С2 для исходной нефти = 0,74, для стабилизирующего слоя = 0,75; С3 для исходной нефти = 0,16, для стабилизирующего слоя = 0,20; С8 для исходной нефти = 0,43, для стабилизирующего слоя = 0,50; С9 для исходной нефти = 0,44, для стабилизирующего слоя = 0,48; С10 для исходной нефти = 0,45, для стабилизирующего слоя = 0,47). Таким образом, стабилизирующий слой характеризуется большим содержанием ароматических структур, полиметиленовых последовательностей –  $(\text{CH}_2)_n$ -групп и замещенных ароматического кольца, а также большей степенью разветвленности.

Значение коэффициента С4 ((720+1380)/1600) для исходной нефти и стабилизирующего слоя достаточно близко, т.е. степень алифатичности в обеих системах практически не различается, несмотря на большее содержание

ароматики в межфазном слое ( $S_4$  для исходной нефти = 1,79, для стабилизирующего слоя = 1,78). Для исходной нефти наблюдаются большие значения коэффициентов  $S_5$  (1700/1465),  $S_6$  (1720/1465) и  $S_7$  (1030/1465), отражающих содержание гетероатомных структур (кислород- и серосодержащих).  $S_5$  для исходной нефти = 0,19, для стабилизирующего слоя = 0,079;  $S_6$  для исходной нефти = 0,12, для стабилизирующего слоя = 0,021;  $S_7$  для исходной нефти = 0,34, для стабилизирующего слоя = 0,35. Такое различие в содержании кислород- и серосодержащих структур, вероятно, связано с протеканием звукохимических реакций.

Таким образом, по результатам исследования установлено, что основную часть стабилизирующего слоя составляют асфальтены – 78,93 % масс., что в 6 раз больше, чем в исходной нефти (11,7 % масс.). Содержание структурных фрагментов в асфальтенах исходной нефти и стабилизирующего слоя различаются. В асфальтенах стабилизирующего слоя содержится больше полиметиленовых последовательностей; ароматических структур, в том числе замещенных; выше степень разветвленности, но меньше содержание серо- и особенно кислородсодержащих фрагментов.

*Данная работа финансировалась за счет средств бюджета ФГБУН Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук. Никаких дополнительных грантов на проведение или руководство данным конкретным исследованием получено не было.*

### Литература

1. ГОСТ Р. 51858-2002 Нефть. Общие технические условия // М.: Стандартинформ. – 2006.
2. Петров А. А., Позднышев Г. Н., Борисов С. И. Методика выделения природных стабилизаторов нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 10. – С. 52-56.
3. Хрисониди В. А., Струева В. А. Современные методы разрушения водонефтяных эмульсий // The scientific heritage. – 2020. – № 50-3. – С. 38-41.

## С Е К Ц И Я 8

# ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

### ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Грива Д.В.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель профессор Л.М. Ульев

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия

К наиболее перспективным направлениям исследования в газоперерабатывающей промышленности относится исследование методов повышения энергоэффективности процесса сжижения природного газа. Особое значение приобретает вопрос минимизации высоких капитальных затрат, которыми являются большие криогенные теплообменники (пластинчато-ребристые и спиральнолитые) и компрессоры высокой мощности. Целью настоящей работы является создание методического подхода к выбору наиболее энергоэффективного решения проведения процесса сжижения природного газа для снижения затрат производства в арктических условиях.

К составу природного газа, поступающего на сжижение, предъявляются особые требования по содержанию ртути, углекислого газа и воды. Ртуть оказывает разрушительное воздействие на алюминиевые пластинчато-ребристые и спиральнолитые теплообменники, что является одной из дорогостоящих составляющих блока сжижения природного газа [5]. Состав подготовленного природного газа перспективного месторождения на севере Красноярского Края, соответствующий нормативным требованиям [2] представлен в таблице.

Таблица

Состав природного газа, подаваемого на сжижение

Компонент	Мольная доля
CH <sub>4</sub>	0,978809
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,012891
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,001755
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,001167
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,000639
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000626
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000261
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,000362
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000289
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,000155
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,000032
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,000010
N <sub>2</sub>	0,001680
CO <sub>2</sub>	0,001142
H <sub>2</sub> O	0,000002
CH <sub>3</sub> OH	0,000133
He	0,000047
H <sub>2</sub>	0,000001

Проектирование блока сжижения природного газа начинается с технико-экономического обоснования выбора технологической схемы, которое заключается в рассмотрении вариантов с различными холодильными циклами с учетом климатических условий района расположения объекта.

Эволюция технологий сжижения начиналась с каскадных технологий и простых холодильных циклов, состоящих из чистых компонентов (пропан, этилен и метан). Особенностью классического каскадного процесса сжижения является более точное приближение кривой хладагента к кривой охлаждения природного газа за счет использования трех чистых потоков в отдельных контурах. Такое ведение процесса несет за собой затраты на дополнительное оборудование, более высокие эксплуатационные расходы и большую площадь установки. Модернизированные установки представляют собой непрерывное охлаждение потока природного газа с использованием подобранной смеси хладагентов. Оптимальный состав смешанного хладагента определяется составом сырья, давлением сырья, давлением на установке сжижения и температурой окружающей среды.

В рамках выполняемого исследования поставлены такие задачи, как подбор оптимальных условий проведения процесса сжижения, уменьшение площади поверхности теплопередачи и потребляемой энергии.

## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Для крупнотоннажного производства в арктических условиях выбраны для сравнения технологии СЗМР (процесс со смешанным хладагентом и предварительным пропановым охлаждением) и DMR (процесс с двойным смешанным хладагентом).

При технологическом моделировании следует придерживаться оптимальных термодинамических характеристик процесса. Первым шагом является изучение свойств и состава природного газа. По фазовым диаграммам природного газа и хладагентов определены оптимальные термобарические условия сжижения с учетом поведения фазового состояния при снижении температуры. Здесь уместно обратить внимание на то, что с повышением давления в системе степень конденсации компонентов при постоянной температуре увеличивается. Соответственно, чем выше давление сжижения природного газа, тем меньше количество теплоты для отвода. На рисунке построены кривые охлаждения природного газа при 3, 4, 5, 6 и 6,5 МПа.

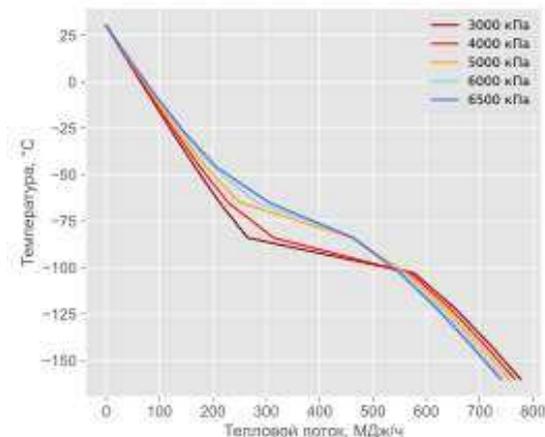


Рис. Кривые охлаждения природного газа

После определения термобарических условий протекания процесса построены стационарные модели в Aspen Hysys [3]. Так как подбор составов хладагентов является предметом самостоятельного исследования, выходящего за рамки нашей работы, были приняты составы по литературным данным в первом приближении [6].

В рамках работы принята производительность перспективной технологической линии производства СПГ, по которой проведен анализ влияния расходов хладагентов и произведен подбор их соотношений, что позволило снизить удельное энергопотребление компрессорами и получить минимальные значения  $K \cdot F$  (произведение коэффициента теплопередачи на площадь поверхности теплообмена). В связи со сложным конструктивным расчетом многопоточного пластинчато-ребристого теплообменника, наличием фазовых переходов и отсутствием ГОСТа для расчета площади поверхности теплопередачи была разработана методика с применением пинч-анализа. Согласно статье [1] для такого типа аппаратов приняты пленочные коэффициенты теплоотдачи, по которым рассчитаны коэффициенты теплопередачи и соответствующие площади в ПО Pinch 2.0 [4]. Программа позволяет рассчитать суммарную площадь поверхности теплообмена целого аппарата, приняв допущение об ограниченном взаимодействии потоков (горячие потоки взаимодействуют только с холодными, между собой не взаимодействуют, и наоборот).

Для реализации данного расчета составлены потоковые таблицы исследуемых процессов сжижения и построены составные кривые (графики изменения температуры системы холодных и горячих потоков при изменении их суммарной потоковой энтальпии). Потоки для цифрового образа системы теплообмена были просегментированы методом многомерной нелинейной регрессии с целью учета больших локальных изменений удельной теплоемкости, обусловленных фазовыми переходами компонентов. По проведенному анализу составных кривых задача по построению сеточной диаграммы решалась методом пороговой задачи, в связи с большими движущими силами (разность температур) и отсутствием области пинча.

Главным результатом исследования является методика выбора энергоэффективного решения проведения процесса сжижения природного газа в рамках перспективных СПГ-проектов в арктическом поясе, заключающаяся в подборе технологических условий, при которых используются теплообменники с оптимальной площадью поверхности теплопередачи и компрессоры с минимальной суммарной мощностью.

### Литература

1. Alyaseen N. O. M., Mehrzad S., Saffarian M. R. Modeling and Design of a Multistream Plate-Fin Heat Exchanger in the Air Separation Units by Pinch Technology // International Journal of Chemical Engineering. – 2023. – Т. 2023. – № 1. – С. 9204268.
2. ГОСТ 34894-2022 Газ природный сжиженный. Технические условия [Электронный ресурс]. <https://docs.cntd.ru/document/1200193617?ysclid=lt59quuma46271606>.
3. Кузнецов О. А. Основы работы в программе Aspen HYSYS. – Directmedia, 2015.
4. Ульев Л.М. Введение в пинч-анализ: учебное пособие для вузов / Л.М. Ульев. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург: Лань, 2024. – 208 с.
5. Федорова Е. Б. Комплексное научно-технологическое обоснование производства сжиженного природного газа: 05.17. 07: дис. – Е.Б. Федорова, 2019.

6. Федорова Е. Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. – 2011.

### ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА СТРУКТУРНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ

Григораш М.С., Чузлов В.А.

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тяжелые нефтяные фракции, как и непосредственно нефть, являются многокомпонентными системами углеводородов разных классов с различной структурой. Описание таких смесей может быть осуществлено с помощью группировки углеводородов в широкие категории классов соединений или интервалов кипения с упрощённым представлением схемы превращений в процессе переработки. Детальное представление молекул углеводородов усложняет процесс описания химических превращений, однако дает возможность оценить свойства и состав сырья и продуктов реакционного процесса, определить выходы ключевых компонентов или получить фракционный состав смеси углеводородов.

Метод структурно-ориентированного объединения (SOL) [4] позволяет охарактеризовать молекулу углеводорода с помощью вектора из 22 структурных приращений. Структурные приращения представляют собой ключевые структурные особенности, которые может иметь органическое вещество: бензольное или нафтеновое кольцо, алкильная и алифатическая цепь, наличие серы, азота или кислорода. Однако разные молекулы с одинаковым набором структурных групп, то есть структурные изомеры, будут представлены как одно и то же вещество, например, 1,2-диэтилбензол будет идентичен 1-метил, 1-пропил бензолу, но в то же время данные вещества отличаются от бутилбензола, который будет иметь другой вектор.

Данный вектор обеспечивает основу для создания схемы превращений и кинетических уравнений, включающих тысячи компонентов и многие тысячи реакций. Описание хода реакций должно регулироваться определённым набором правил, который составляет для определенного химического процесса.

Также данный метод обеспечивает определение различных параметров молекул благодаря комбинированию с методами определения физико-химических свойств, включая температуру кипения, критические параметры, энтальпию и другие.

Цель данной работы – составить модель формирования углеводородного состава с помощью метода структурно-ориентированного объединения и определения основных характеристик как индивидуальных углеводородов, так и смеси веществ.

Смесь углеводородов может состоять из огромного количества индивидуальных веществ разного строения, однако для представления молекул требуется лишь небольшой набор структурных групп: для парафинов это алифатическая цепь, нафтенов – нафтеновое кольцо и др. Вид и характеристика каждого из приращений представлен в таблице.

Таблица

Структурные приращения и их характеристика

Структурное приращение	Обозначение	Характеристика
Ароматические приращения	A6	Ароматическое (бензольное) кольцо
	A4	Приращение к ароматическому кольцу, для создания конденсированных многокольцевых структур
	A2	Ароматическое приращение для представления многокольцевой структуры (пирен)
Нафтеновые приращения	N6	Нафтеновое кольцо (циклогексан)
	N5	Нафтеновое кольцо (циклопентан)
	N4	Дополнительные приращения нафтенового кольца, которые должны быть присоединены к нафтеновым или ароматическим кольцевым структурам
	N4	
	N2	
N1		
Приращения алкильной цепи	R	Количество атомов углерода в алкильной цепи или количество атомов углерода в алифатических молекулах
Разветвления алкильной цепи	br	Число разветвлений в алкильной цепи или алифатической молекуле
Наличие боковой цепи у кольчатых УВ	me	Количество алкильных цепей у нафтеновых или ароматических углеводородов
Степень ненасыщенности	ИН	Если колец нет, ИН = 1 для парафинов, ИН = 0 для моноолефинов и ИН = -1 для диолефинов. Если присутствуют нафтеновые кольца, ИН = -1 указывает на циклоолефин.

## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Продолжение таблицы

Бифенильный мостик	AA	Бифенильный мостик между любыми двумя кольцами (А6, N6 или N5).
Серосодержащие приращения	NS	Сера, расположенная в нафтеновом кольце или парафине и связанная с двумя атомами углерода
	RS	Сера, представляющая меркаптановую группу
Азотсодержащие приращения	AN	Азот, расположенный в ароматическом кольце с образованием пиридина или хинолина
	RN	Азот, представляющий аминную группу
	NN	Азот, расположенный в нафтеновом кольце или парафине и связанный с двумя атомами углерода
Кислородсодержащие приращения	NO	Кислород, расположенный в нафтеновом кольце или парафине и связанный с двумя атомами углерода
	RO	Кислород, представляющий спиртовую группу
	KO	Кетоновая или альдегидная группа

Определение основных свойств углеводородов можно выполнить с помощью метода группового вклада. В этом методе молекулярная структура соединения рассматривается как набор групп трех типов: группы первого порядка, группы второго порядка и группы третьего порядка [3]. Группы первого порядка предназначены для описания широкого круга органических соединений, тогда как роль групп второго и третьего порядка заключается в предоставлении дополнительной структурной информации о молекулярных фрагментах соединений, описание которых недостаточно с помощью групп первого порядка. Таким образом, оценка выполняется на трех последовательных уровнях, где первый уровень обеспечивает начальное приближение, которое улучшается на втором уровне и дополнительно уточняется (при необходимости) на третьем уровне. Конечной целью этой многоуровневой схемы оценки является повышение точности, надежности и диапазона применения ряда важных свойств чистых компонентов.

Данным методом определяются следующие свойства: нормальная температура плавления ( $T_m$ ), нормальная температура кипения ( $T_b$ ), критическая температура ( $T_c$ ), критическое давление ( $P_c$ ) и критический молярный объем ( $V_c$ ), а также стандартная энергия Гиббса ( $G_f$ ), стандартная энтальпия образования ( $H_f$ ), стандартная энтальпия парообразования ( $H_v$ ) и стандартная энтальпия сгорания ( $H_{fus}$ ).

Для описания многокомпонентной системы углеводородов необходимо достигнуть универсальности расчета для различных классов углеводородов. Для этого из перечня групповых вкладов для расчета свойств парафинов, изопарафинов, гомологов циклопентана и циклогексана, ароматических углеводородов взяты групповые вклады, которые формируют структуры таких углеводородов.

Для проверки правильности расчета были взяты справочные данные о физико-химических свойствах углеводородов [6]: данные о нормальной температуре кипения, критической температуре, критическом давлении и стандартной энтальпии образования при 298 К. Для рассматриваемых углеводородов были сформированы векторы приращений, которые представляют структуру, и составлены формулы расчета физико-химических свойств на основе метода группового вклада.

Расчет некоторых параметров производится с низкой точностью, в особенности для парафинов, изопарафинов, а также для алкильных боковых цепей кольчатых углеводородов. В связи с этим групповой вклад  $CH_2$  представлен в виде зависимости от количества атомов углерода в алкильной цепи, то есть от значения структурного приращения  $R$ .

Погрешность расчета возрастают с усложнением структуры углеводородов, но все еще остается в пределах допустимых значений для каждого из проверяемых физико-химических свойств:

- 1) н-парафины – до 0,43 %;
- 2) изопарафины – до 0,6 %;
- 3) нафтены (циклопентан и циклогексан) – до 2,5 % и 2,1 % соответственно;
- 4) ароматические углеводороды – до 1,5 %.

Таким образом, с помощью подобранных групповых вкладов и формул расчета физико-химических свойств можно описать состав и свойства нефтяных фракций для дальнейшего использования в моделях переработки нефти.

### Литература

1. Feng S. et al. Molecular composition modelling of petroleum fractions based on a hybrid structural unit and bond-electron matrix (SU-BEM) framework // *Chemical Engineering Science*. – 2019. – Т. 201. – С. 145-156.
2. Jaffe S. B., Freund H., Olmstead W. N. Extension of structure-oriented lumping to vacuum residua // *Industrial & engineering chemistry research*. – 2005. – Т. 44. – № 26. – С. 9840-9852.
3. Marrero J., Gani R. Group-contribution based estimation of pure component properties // *Fluid phase equilibria*. – 2001. – Т. 183. – С. 183-208.
4. Quann R. J., Jaffe S. B. Structure-oriented lumping: describing the chemistry of complex hydrocarbon mixtures // *Industrial & engineering chemistry research*. – 1992. – Т. 31. – № 11. – С. 2483-2497.
5. Tian L. et al. Building a kinetic model for steam cracking by the method of structure-oriented lumping // *Energy & fuels*. – 2010. – Т. 24. – № 8. – С. 4380-4386.
6. Никольский Б. П. Справочник химика. СПб. Химия. 1996 – 1071 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**Зыкова А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Ивашкина Е. Н., Сладков Д.Ю.**

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

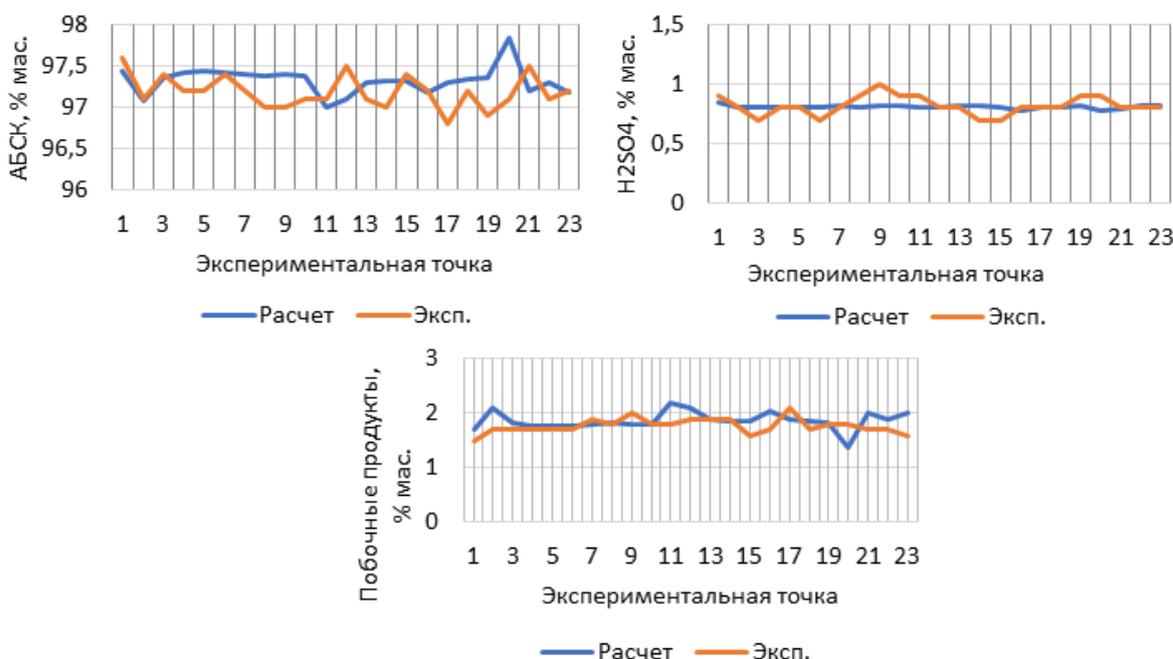
Алкилбензолсульфонокислоты (АБСК) представляют собой ароматические сульфоновые кислоты, содержащие алкильные заместители при бензольном кольце. Они используются в качестве исходных материалов для производства различных продуктов, таких как моющие средства, пестициды, антиоксиданты и фармацевтические препараты [1]. Для получения АБСК применяется сульфирование алкилзамещенных бензолов реакцией взаимодействия алкилбензолов с серным ангидридом. В настоящее время данный процесс преимущественно проводят в реакторах пленочного типа. В данной работе рассматривается пленочный реактор, состоящий из нескольких 120 труб, расположенных вертикально. В верхней части реактора находится распределительное устройство, которое обеспечивает равномерное распределение исходного сырья по трубам. Сырье поступает в трубы в виде пленки, которая стекает вниз по трубе под действием силы тяжести и силой сопротивления, создаваемой серным ангидридом, который подается также сверху вниз. В связи с этим обеспечивается высокая эффективность использования площади поверхности и минимальное перемешивание, что способствует более эффективному использованию энергии и более высокой селективности процесса.

Математическое моделирование является важным инструментом для проектирования и оптимизации пленочных реакторов. Оно позволяет оценить различные параметры процесса, такие как температура, давление, состав сырья и катализатора, а также определить оптимальные условия для достижения максимальной эффективности и производительности. Это важный шаг в направлении оптимизации производства, улучшения качества и повышения эффективности в производстве алкилбензолсульфонокислоты.

Разработанная в данной работе математическая модель основана на физико-химических закономерностях и учитывает процесс массопереноса. Программная реализация данной модели позволяет проводить расчеты для исследования и оптимизации процесса.

Все операции моделировались математически, использовался современный язык программирования высокого уровня. Для определения термодинамических параметров химических реакций используются методы квантовой химии.

Результатом расчетов являются корреляции выходов целевого продукта, а также побочных продуктов процесса и серной кислоты при прерывистых циклах работы реактора.



**Рис. 1. Сравнение экспериментального и расчетного содержания АБСК, серной кислоты и побочных продуктов в выходном потоке**

Математическая модель адекватно описывает процесс. Расчетные данные сравниваются с реальными данными действующей установки сульфирования алкилбензолов серным ангидридом. Среднее значение погрешности для всех приведенных показателей не составляет более 5 %, что означает, что дальнейшее использование данной модели целесообразно.

## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

На основании проведенных расчетов разработана система практических рекомендаций по повышению ресурсоэффективности сульфирования алкилбензолов.

Произведены расчеты влияния температуры сырья, концентрации серного ангидрида и мольного соотношения реагентов на массовый выход и содержание целевого продукта в выходном потоке (рис. 2-4)

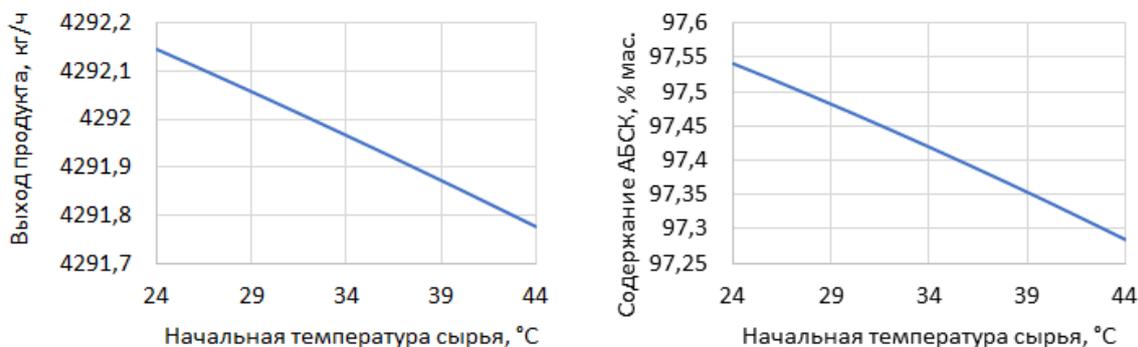


Рис. 2. Влияние температуры сырья на массовый выход и содержание целевого продукта в выходном потоке

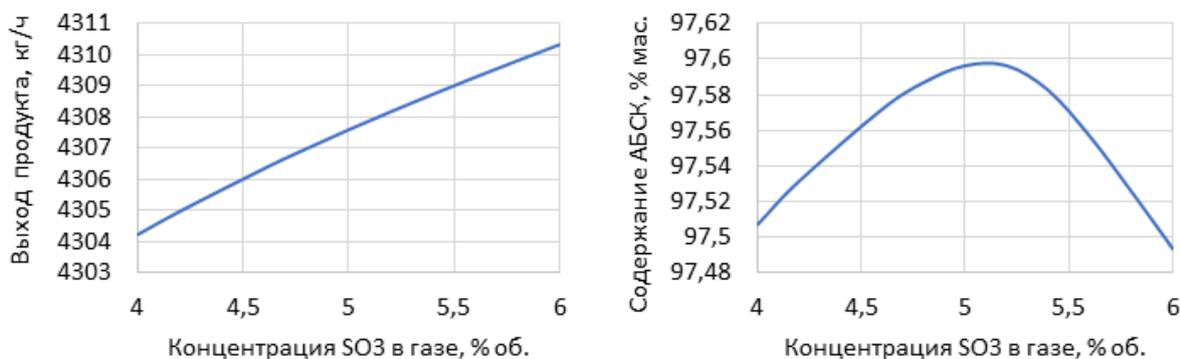


Рис. 3. Влияние концентрации серного ангидрида в исходной газовой смеси на массовый выход продукта и содержание АБСК

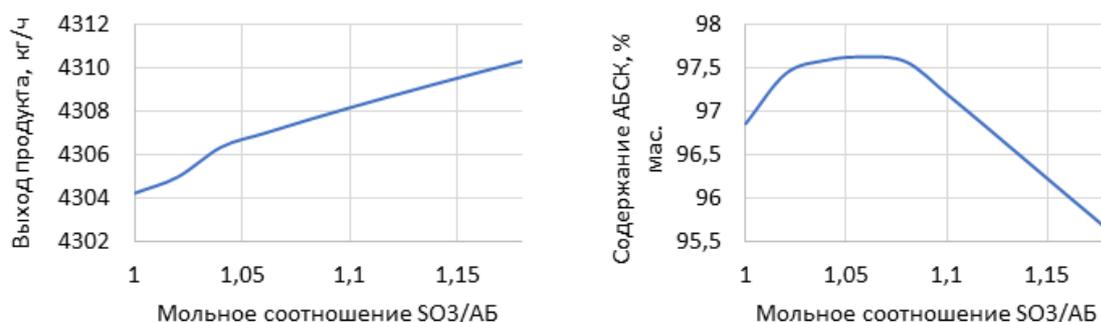


Рис. 4. Влияние мольного соотношения реагентов на массовый выход и содержание целевого продукта в выходном потоке

По результатам проведенных расчетов, при постоянных остальных технологических параметрах, оптимальный режим работы установки сульфирования алкилбензолов:

- концентрация сульфорирующего газа в газовой смеси, подаваемой в реактор – близкая к 5,2 % об.,
- температура смеси алкилбензолов на входе в реактор сульфирования – 25–28 °C,
- мольное соотношение сульфорирующего газа к сырью – 1,05–1,08.

При данных технологических параметрах работы реактора сульфирования происходит увеличение содержания целевого продукта в выходном потоке и, при этом, наибольший выход продукта.

### Литература

1. Николаев П. В., Козлов Н. А., Петрова С. Н. Основы химии и технологии производства синтетических мощных средств // Иваново: Ивановский государственный химико-технологический университет. – 2007. – Т. 200. – С. 116.

**О ВОЗМОЖНОСТИ ПЕРЕРАБОТКИ ЗОЛ ТЭС ОТ СЖИГАНИЯ МАЗУТА**

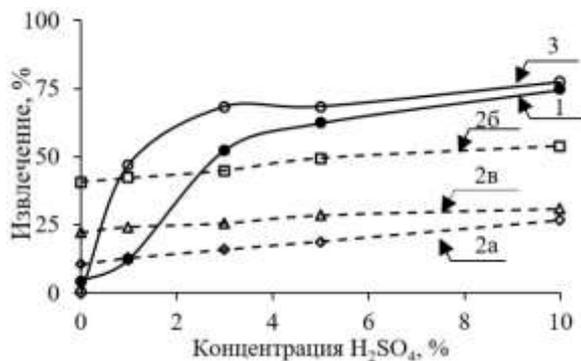
**Кашеков Д.Ю., Гончаров К.В., Олюнина Т.В., Садыхов Г.Б., Смирнова В.Б.**

Научный руководитель заведующий лабораторией Г.Б. Садыхов

*Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова Российской академии наук,  
г. Москва, Россия*

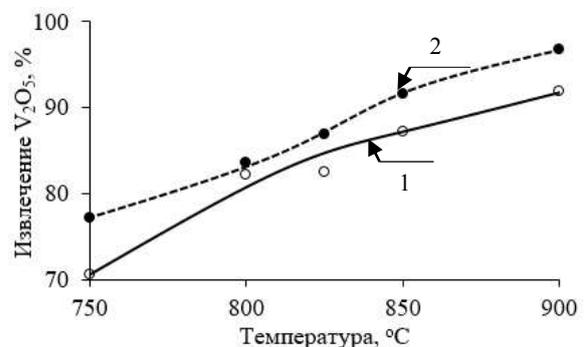
Мазут содержит значительное количество таких металлов как ванадий и никель, при сжигании которого образуется большое количество ванадийсодержащих зол [1]. В настоящее время только Мурманская область является мазутозависимым регионом России. Крупнейшим предприятием региона, использующим мазут, является Мурманская ТЭС, на которой образуется более 260 т зол в год с содержанием  $V_2O_5$  5 % и более [2]. Данные золы являются экологически опасными отходами за счёт частичного нахождения металлов в растворимой форме, что представляет серьезную угрозу для грунтовых вод и водоемов города. Проведённые ранее исследования по золе от сжигания мазута, результаты которых показали потенциал золы как источника ванадия и никеля. [3,4]. Данная статья посвящена переработке золошлама Мурманской ТЭС.

В работе было исследовано извлечение ванадия и никеля из образца золошлама Мурманской ТЭС – материала из высокотемпературной зоны котлоагрегата. Химический состав золошлама, %: 9,62  $V_2O_5$ , 2,72 NiO, 45,12  $Fe_2O_3$ , 5,38  $P_2O_5$ , 2,53 CaO, 2,44  $SiO_2$ , 1,89  $Al_2O_3$ , 1,36 MgO, 0,32 MnO, 0,23  $SO_3$ , 0,17  $Na_2O$ , 0,1  $K_2O$ , 0,61 др., 27,6 ППП. Исследование включало в себя непосредственное выщелачивание водой или серной кислотой исходной золы и предварительно прокалённой при 800 – 1000 °С, а также переработку по схеме «окислительный обжиг с  $Na_2CO_3$  – водное выщелачивание». Показано, что при прямом выщелачивании водой (рис. 1)  $V_2O_5$  и NiO практически не извлекаются – 4,4 % и 0,6 % соответственно, сернокислотное выщелачивание позволяет извлечь до 75,0 %  $V_2O_5$  и NiO. По сравнению с прямым выщелачиванием, при предварительной прокалке повышается содержание водорастворимых соединений ванадия до 10,4 – 40,8 %, но снижается содержание кислоторастворимых соединений до 15–40 %. Никель после прокалки практически не извлекается. Наиболее высокие степени извлечения  $V_2O_5$  в раствор из золошлама были достигнуты при переработке по схеме с окислительным обжигом при температуре 900 °С с добавкой 24 %  $Na_2CO_3$  (рис. 2) – 92 %, общее извлечение после сернокислотной промывки остатка – 96,0 %. Никель в этих условиях также практически не извлекается.



**Рис. 1.** Зависимость степеней извлечения  $V_2O_5$  и NiO из исходного и прокаленного золошлама от концентрации  $H_2SO_4$

1 –  $V_2O_5$  без прокалки, 2 –  $V_2O_5$  после прокалки при:  
а – 800 °С, б – 900 °С, в – 1000 °С,  
3 – NiO без прокалки



**Рис. 2.** Зависимость степени извлечения ванадия от температуры для 24 % добавки карбоната натрия  
1 – водное, 2 – общее

Работа выполнена при поддержке Фонда содействия инновациям в рамках программы «УМНИК» по договору № 14916ГУ/2019 от 19.12.2019.

Литература

- Минин В. А. Характеристика теплоснабжения небольших населенных пунктов Мурманской области // Труды Кольского научного центра РАН. – 2014. – № 7 (26).
- Хаджиев С. Н., Шпирт М. Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки // Ин-т нефтехимического синтеза им. А.В.Топчиева РАН. М.: Наука. – 2012. – С. 3-76.
- Goncharov K. V. et al. Processing of fuel oil ash from thermal power plant with extraction of vanadium and nickel // Non-Ferr. Met. – 2020. – Т. 1. – С. 3-7.

4. Пат. №2775452 Российская Федерация, МПК С22В 34/22. Способ извлечения ванадия из зол ТЭС от сжигания мазута. / Садыхов Гусейнгулу Бахлул оглы, Гончаров Константин Васильевич, Кашеков Денис Юрьевич: Заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова Российской академии наук, – № 2775452; Заявл. 29.12.2021; опубл. 01.07.2022, бюл. №19.

### ОКИСЛЕНИЕ КУМОЛА КИСЛОРОДОМ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ СТенок РЕАКТОРА

Лещик А.В.

Научный руководитель главный научный сотрудник С. В. Кудряшов  
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Введение.

Альтернативные методы окисления ароматических соединений не теряют своей актуальности уже долгие годы. Ранее наш коллектив авторов занимался плазмохимической окислительной конверсией ароматических углеводородов, таких как бензол [1] и толуол [2].

В работе представлены результаты одностадийного окисления кумола в низкотемпературной плазме барьерного разряда (БР), и результаты температурной зависимости на основные параметры окислительного синтеза.

Экспериментальная часть.

Эксперименты по окислению ароматических углеводородов проводили на установке [1], позволяющей в проточном режиме окислять кислородом жидкие углеводороды. Использовался стеклянный реактор БР с двумя коаксиально расположенными стеклянными трубками (стекло марки «Пирекс»).

Условия экспериментов: температура реактора 12 – 40 °С, расход ароматических углеводородов – 0,26 см<sup>3</sup>/мин, расход кислорода – 60 см<sup>3</sup>/мин, продолжительность эксперимента – 30 мин, время контакта исходной смеси с разрядной зоной реактора составило 7,3 с, давление – атмосферное. В экспериментах использовались кислород (99,99 %), и кумол квалификации ХЧ.

Результаты.

Конверсия кумола в исследованном диапазоне температур изменяется незначительно и с ростом температуры снижается примерно с 1,2 % мас. до 1 % мас.

Смесь продуктов из приёмника анализировали методом газовой хроматографии (газовый хроматограф «НР 6890» с пламенно-ионизационным детектором, капиллярная колонка «НР-1»). Идентифицированы более 80 % продуктов реакции. Работа по идентификации смеси продуктов в дальнейшем будет продолжена.

Окисление кумола кислородом в БР сопровождается образованием в основном ацетофенона и диметилфенилкарбинола, общее содержание которых не опускается ниже величины 70 % мас. (рисунок 1). Также обнаружены бензальдегид и бензойная кислота, суммарное содержание которых достигает 12 % мас (рисунок 2). Среди остальных продуктов идентифицированы лёгкие кислородсодержащие соединения (ацетон, метилформиат). Остальные соединения достоверно не идентифицированы, содержание отдельных соединений не превышает 1–3 % мас., однако их общее количество в среднем может достигать величины 20 % мас. Фенола и других соединений с гидроксильной группой в бензольном кольце не обнаружено.

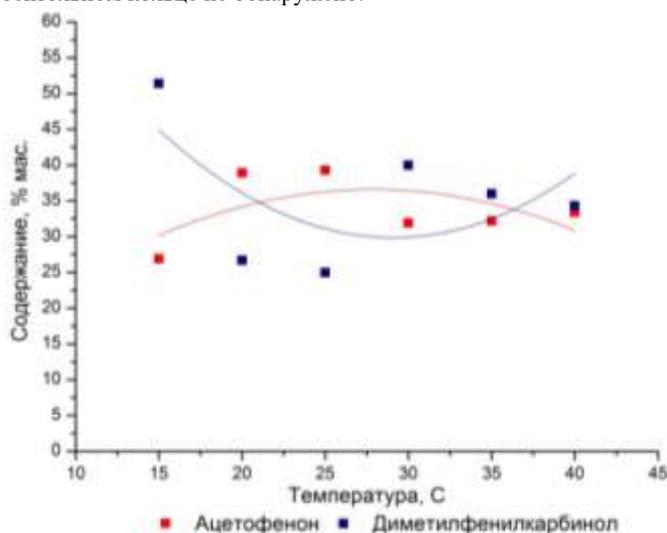
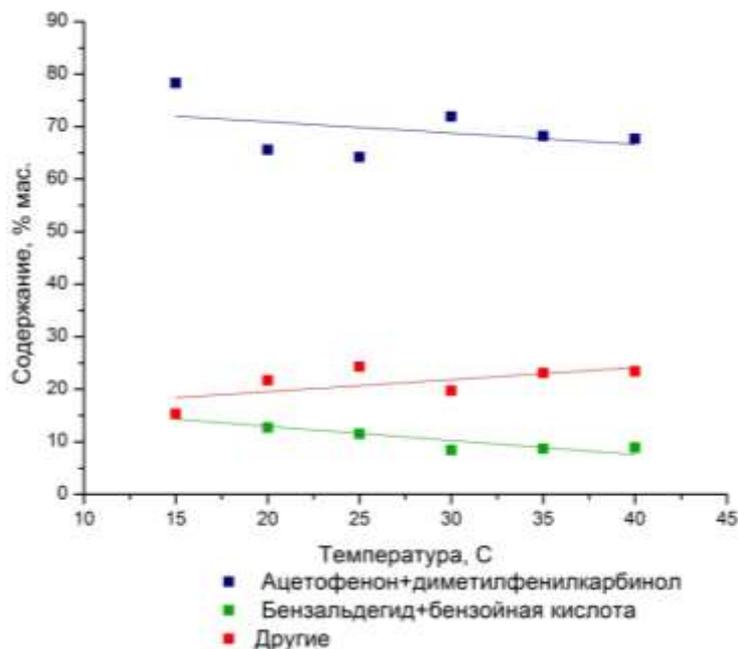


Рис. 1. Продукты окисления кумола кислородом в БР при различной температуре реактора



**Рис. 2. Продукты окисления кумола кислородом в БР по группам при различной температуре реактора**

При окислении кумола кислородом в БР прямого взаимодействия атомарного кислорода с бензольным кольцом не наблюдается, т.к. производных фенола не обнаружено, а основными продуктами его окисления являются ацетофенон и диметилфенилкарбинол. Однако однозначный вывод о маршруте их образования сделать затруднительно – и аутоокисление, и прямое взаимодействие атомарного кислорода с изопропильной группой молекулы кумола, вероятно, приводит к образованию этих соединений. С другой стороны, избыток молекулярного кислорода в системе обеспечивает образование большого количества атомарного кислорода, что вероятнее всего приводит к доминированию процесса его взаимодействия с молекулой углеводорода над процессом его аутоокисления, что косвенно подтверждается слабой зависимостью процесса образования бензальдегида и бензойной кислоты от температуры. Также необходимо заметить, что образование бензойной кислоты и побочных продуктов позволяют сделать предположение о протекании реакций не только в газовой фазе в разрядной зоне реактора, но и в жидкой фазе на стенках реактора, и после вывода продуктов в виде растворенных в кумоле продуктов реакции. В пользу этого предположения свидетельствует и тот факт, что в случае окисления бензола в БР ранее нами наблюдалось образование осадка после эксперимента в течение одного-двух дней [1].

Заключение.

Изучены закономерности окисления кумола кислородом в БР в условиях эффективного вывода продуктов реакции из реактора. Показано, что общее направление окисления ароматических углеводородов определяется вкладом двух процессов его окисления – с участием атомарного кислорода и по маршруту аутоокисления. Полученные данные позволяют предположить состав смеси продуктов окисления кислородом различных ароматических углеводородов в условиях БР.

Выявленные закономерности позволяют разработать способы управления процесса окисления ароматических углеводородов в низкотемпературной плазме БР на основе контроля температуры проведения процесса.

Исследование выполнено в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации, проект FWRN-2021-0003.

#### Литература

1. Лещик А. В. и др. Прямое окисление бензола в фенол в реакторе с барьерным разрядом: влияние температуры реактора // Вестник Томского государственного университета. Химия. – 2022. – № 27. – С. 54-62.
2. Лещик А. В. и др. Температурный эффект при окислении бензола и толуола под действием барьерного разряда // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2023. – Т. 66. – № 11. – С. 18-24.

**ПЛОТНОСПЕЧЁННАЯ АНОРТИТОВАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ  
С ДОБАВКАМИ ОКСИДОВ МАГНИЯ И ЖЕЛЕЗА (III)**

**Меженин А.В., Сергеев Н.П.**

Научный руководитель младший научный сотрудник Ш.М. Шарафеев  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Введение. Анортит  $\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$  может быть легко синтезирован как из смесей на основе природного кальцийсодержащего (кальцита, гипса, волластонита и других) и глинистого сырья, так и из техногенных отходов в виде зол, шлаков, шламов. Анортит отличается низкой теплопроводностью ( $3,7 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$ ) и коэффициентом термического расширения ( $4,8 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ ) и высокой температурой плавления ( $1553 \text{ }^\circ\text{C}$ ) [1]. Плотнospечённая аноритовая керамика может быть получена при достаточно низких температурах обжига ( $1150\text{--}1250 \text{ }^\circ\text{C}$ ), имеет нулевую открытую пористость, высокую механическую прочность ( $200\text{--}300 \text{ МПа}$ ), низкую плотность ( $2,60\text{--}2,70 \text{ г/см}^3$ ), достаточно высокую износ- и кислотостойкость, в связи с чем представляет интерес для получения аналогов распространённых строительных, конструкционных, теплоизоляционных материалов, пенокерамики, легких керамических пропантов.

Недостатком чисто аноритовой керамики без спекающих добавок является неудовлетворительная спекаемость, высокая пористость и низкая механическая прочность изделий. Известно, что введение оксида магния в состав аноритовой керамики приводит как к снижению температуры образования расплава при обжиге, так и к повышению прочности за счет образования шпинели  $\text{MgAl}_2\text{O}_4$  [2], а оксид железа (III), часто присутствующий в виде примеси в природном и техногенном сырье, положительно влияет на физико-механические свойства стеклообразующих расплавов в системе  $\text{CaO}\text{--}\text{Al}_2\text{O}_3\text{--}\text{Fe}_2\text{O}_3\text{--}\text{SiO}_2$  [3]. Совместное действие данных добавок на процессы спекания и свойства плотнospечённых керамических материалов с преобладанием фазы анортита является малоизученным, что обуславливает актуальность данного исследования.

Цель работы. Получение и исследование свойств плотнospечённых керамических материалов на основе природного сырья со спекающими добавками  $\text{MgO}$  и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ .

Методика проведения работы. Для синтеза анортита в соответствии со схемой реакции (1) использовалась эквимольная смесь обогащенного кыштымского каолина марки КАХ-1 и технического мела марки МТД-2 по ГОСТ 17498-72. В качестве добавок к исходной смеси вводились до 20 % мас. оксида магния, полученного прокаливанием при температуре  $900 \text{ }^\circ\text{C}$  магния углекислого основного водного квалификации ЧДА по ГОСТ 6419-78, и оксида железа (III) для ферритов марки А по ТУ 6-09-563-85 в различных соотношениях.



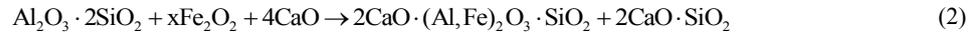
Приготовление исходных смесей производилось мокрым способом в планетарной мельнице Pulverisette 6 (Fritsch, Германия) при частоте 500 об/мин в течение 5 минут с последующим обезвоживанием в сушильной камере при температуре  $115 \text{ }^\circ\text{C}$ . Термический анализ смесей проводился на синхронном термическом анализаторе STA 449F3 Jupiter (Netzsch, Germany) в корундовых тиглях со скоростью нагрева  $15 \text{ }^\circ\text{C/мин}$ . Образцы в виде цилиндров  $7 \times 7 \text{ мм}$ , дисков  $12 \times 3 \text{ мм}$  и балочек  $50 \times 4 \text{ мм}$  готовились полусухим прессованием на временной связке 5 % водного раствора поливинилового спирта при давлении порядка 80 МПа и подвергались обжигу в печи с карбидокремниевыми нагревателями при температурах  $1200\text{--}1350 \text{ }^\circ\text{C}$  и выдержке 2 часа.

Открытая пористость и кажущаяся плотность образцов-дисков определялись методом гидростатического взвешивания по ГОСТ 7025-91 на аналитических весах ME235S (Sartorius, Германия). Качественный рентгенофазовый анализ измельченных до прохождения через сито 0,063 мм материалов выполнялся с использованием дифрактометра ДРОН-3М («Буревестник», Россия) и базы данных порошковых дифрактограмм ICDD PDF-2 2004 года. Микроструктура материалов исследовалась при помощи электронного микроскопа JSM 6000 (Jeol, Япония). Предел прочности при сжатии образцов-цилиндров и при трехточечном изгибе образцов-балочек определялся на испытательном прессе ПГМ-100 МГ4 (Стройприбор, Россия).

Результаты. Теоретический трёхкомпонентный состав (с учётом потерь при прокаливании смеси мела и каолина) и свойства полученных материалов представлены на рисунке 1. Материал без спекающих добавок после обжига состоит из анортита, синтез которого протекает по твердофазному механизму при реакции между оксидом кальция и метакаолинитом с образованием промежуточных фаз геленита  $2\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2$  и двухкальциевого силиката  $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$  (отсутствуют в составе конечных материалов), и характеризуется неудовлетворительной спекаемостью (остаточная пористость более 32,5 %) при температурах обжига вплоть до  $1350 \text{ }^\circ\text{C}$ .

При температурах обжига до  $1300 \text{ }^\circ\text{C}$  добавка  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  практически не участвует в твердофазных реакциях (сохраняется в материале в виде фазы гематита  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ) и лишь незначительно интенсифицирует спекание керамики (открытая пористость более 26 %), по-видимому, за счёт образования на первых стадиях синтеза анортита по схеме реакции (2) твердых растворов  $2\text{CaO} \cdot (\text{Al,Fe})_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2$  со структурой геленита. При температуре  $1350 \text{ }^\circ\text{C}$  и содержании более 6 % мас. добавка  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  позволяет получать спечённую до нулевой открытой пористости керамику, что объясняется образованием жидкой фазы за счёт плавления при температурах  $1340\text{--}1360 \text{ }^\circ\text{C}$  частной эвтектики между анортитом и гематитом. Максимальный предел прочности при сжатии полученных таким образом

материалов составляет 230–250 МПа, линейная усадка – порядка 12 %. Микроструктура материалов характеризуется наличием большого количества мелких закрытых пор размерами 5–20 мкм, зерен анортита (до 3 мкм), а также более крупных (5–7 мкм) зерен гематита.



Спекание материалов значительно интенсифицируется при введении более 6 % мас. MgO, что позволяет достигнуть нулевой открытой пористости уже при температурах обжига 1275–1300 °С. В составе данных материалов, помимо анортита, присутствуют фазы шпинели  $\text{MgAl}_2\text{O}_4$  и форстерита  $\text{Mg}_2\text{SiO}_4$ , которые образуются при твердофазном взаимодействии метаксаолита с MgO по реакции (3), что приводит к появлению избыточного стехиометрии анортита оксида кальция и появлению эвтектических расплавов в системе  $\text{CaO}-\text{Al}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2$  в количестве порядка 10–30 % мас., которые обеспечивают эффективное спекание материалов с участием жидкой фазы. Предел прочности при сжатии материалов снижается с 380–410 МПа до 120–290 МПа при увеличении содержания MgO с 6 до 12,5 % мас., что связано с образованием значительного количества стеклофазы при охлаждении расплава. Линейная усадка материалов составляет 12–15 %. Микроструктура керамики характеризуется наличием закрытых пор размером 10–50 мкм и плотноспечённого кристаллического сростка зёрен (размер менее 5 мкм), связанных друг с другом через прослойки стеклофазы.

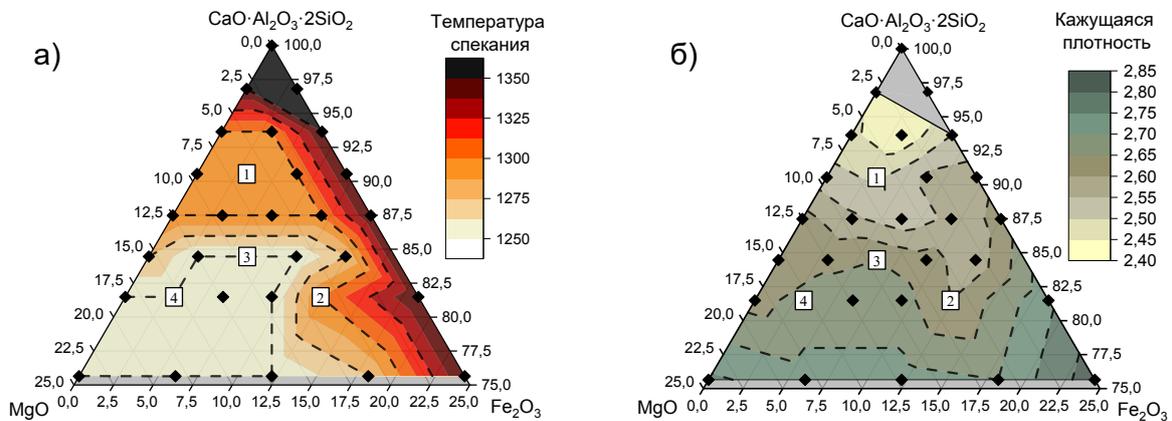


Рис. Температура спекания (а) и кажущаяся плотность (б) спечённых материалов:

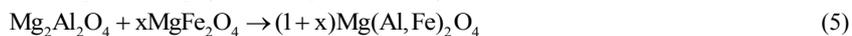
1 – 4 – составы материалов, исследованных при помощи синхронного термического анализа

Совместное введение добавок MgO и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  позволяет получать плотноспечённую керамику при температурах обжига 1250–1300 °С. Наилучшую спекаемость демонстрируют материалы с содержанием MgO от 12,5 % мас. и  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  от 3 % мас., однако они имеют узкий интервал спекшегося состояния и при увеличении температуры обжига на 25 °С подвержены пережогу, в ряде случаев с полным расплавлением. Фазовый состав данных материалов представлен анортитом, стеклофазой и побочными фазами форстерита  $\text{Mg}_2\text{SiO}_4$ , магнезиоферрита  $\text{MgFe}_2\text{O}_4$ , шпинели  $\text{MgAl}_2\text{O}_4$  и твёрдых растворов  $\text{Mg}(\text{Al}, \text{Fe})_2\text{O}_4$ , соотношение между которыми зависит от количества введённых добавок. При увеличении содержания MgO до 18 % мас. и более в составе материалов появляются также фазы, предположительно, диопсида  $\text{CaMgSi}_2\text{O}_6$  и окерманита  $\text{Ca}_2\text{MgSi}_2\text{O}_7$ , которые, вероятно, являются продуктами взаимодействия MgO непосредственно с силикатами кальция на этапе синтеза анортита. Плотность и прочность материалов повышаются с увеличением содержания MgO. Предел прочности при сжатии для материалов состава 3 и 4 (рис. 1) составляет 113 и 127 МПа, для материалов состава 1 и 2 (рис.) – 102 МПа. Линейная усадка данных материалов составляет 16–18 %.

Данные синхронного термического анализа материалов состава 1–4 показывают, что при их обжиге при температурах 350–460 °С протекает процесс разложения каолинита, при 660–760 °С – разложения карбоната кальция, после чего следует стадия твердофазных взаимодействий между компонентами смеси с характерными эндотермическими пиками при температурах порядка 820 °С, 880 °С, 960 °С и 1020–1040 °С. Образование жидкой фазы, обеспечивающей спекание материалов, во всех случаях начинается при температурах 1150–1175 °С, что соответствует плавлению эвтектики «тридимит – псевдоволластонит – анортит» (1170 °С) в системе  $\text{CaO}-\text{Al}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2$ , и далее продолжается с характерными пиками при температурах 1210–1240 °С (эвтектики «двухкальциевый силикат – ферриты кальция – гематит» (1205–1226 °С) в системе  $\text{CaO}-\text{Fe}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2$ ) и 1260–1280 °С (эвтектика «анортит – геленит – волластонит» (1265 °С) в системе  $\text{CaO}-\text{Al}_2\text{O}_3-\text{SiO}_2$ ).

## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Таким образом, совместное действие добавок MgO и Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> на спекание анортитовой керамики, по-видимому, заключается в образовании дополнительного количества расплава при обжиге за счёт плавления эвтектик в системе CaO–Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>–SiO<sub>2</sub> при температурах 1205–1240 °С. Предполагается также, что форстерит и шпинель, образующиеся при взаимодействии MgO с метакаолинитом, связывают по схемам реакций (4) и (5) Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> в фазы магнезиоферрита и твердого раствора Mg(Al,Fe)<sub>2</sub>O<sub>4</sub>, что исключает его выделение в виде фазы гематита, негативно влияющей на механические свойства и химическую стойкость керамики.



### Литература

1. Fuertes V. et al. Engineered feldspar-based ceramics: A review of their potential in ceramic industry // Journal of the European Ceramic Society. – 2022. – Т. 42. – № 2. – С. 307-326.
2. Liu M., Guo J., Shao Y. Effects of CaO and MgO contents on the properties of lightweight aggregate produced from municipal solid wastes // Construction and Building Materials. – 2020. – Т. 259. – С. 120398.
3. Ren X. et al. Effects of Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> content on microstructure and mechanical properties of CaO–Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>–SiO<sub>2</sub> system // Transactions of Nonferrous Metals Society of China. – 2015. – Т. 25. – № 1. – С. 137-145.

### СОСТАВ ПРОДУКТОВ РАЗДЕЛЬНОГО КРЕКИНГА ПОЛЯРНЫХ И НЕПОЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ОКИСЛЕННОГО ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

Мержигот М.И.<sup>1</sup>, Кривцов Е.Б.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель доцент Е.Б. Кривцов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Истощение нефтяных запасов России за последние три года ускорило практически вдвое [6], складывающаяся ситуация определяет необходимость более рациональной переработки добываемого нефтяного сырья. Наиболее высокие показатели глубины переработки нефти имеют НПЗ, обеспеченные установками гидрокрекинга остаточных фракций и гидрооблагораживания дистиллятов различного фракционного состава. Однако эксплуатация установок гидрокрекинга нефтяных остатков и вакуумных дистиллятов экономически оправдана только в составе крупных НПЗ. В связи с этим актуальным направлением исследований является разработка негидрогенизационных методов переработки вакуумных дистиллятов с повышенным содержанием серы, в частности высококипящих газойлевых фракций, сочетающих получение дистиллятных фракций с одновременным их обессериванием. Одним из перспективных подходов к переработке высокосернистых вакуумных газойлей является предварительное окисление, позволяющее перевести серосодержащие соединения в окисленные формы, что значительно снижает их термическую стабильность, с последующей термической обработкой [1-5]. При этом, сведения о свойствах и термической стабильности присутствующих в вакуумных дистиллятах серистых соединений и их окисленных форм в научной литературе описаны недостаточно подробно. В связи с этим, целью работы является установление закономерностей термической трансформации продуктов окисления высокосернистого вакуумного газойля.

В качестве объекта исследования выбран высокосернистый вакуумный газойль (ВГ) Новокуйбышевского НПЗ (содержание серы 2,02 % мас.), содержание масел – 91,34 % мас., содержание смол – 8,55 % мас., содержание асфальтенов – 0,08 % мас.

Окисление вакуумного газойля проводили смесью пероксида водорода и муравьиной кислоты (продолжительность окисления 90 мин, мольное отношение H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>:НСООН=3:4, So:H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> = 1:5). Водную фазу удаляли декантацией. При разделении полярных и неполярных фаз адсорбционной хроматографией использовали гексан для неполярных (НП) и спирт-бензол для полярных продуктов (ПП), адсорбция производилась на прокаленном силикагеле. Крекинг полярных и неполярных продуктов проводился в реакторах объемом 12 см<sup>3</sup> при температуре 450 °С, продолжительность составляла от 20 до 60 минут и для ПП от 60 до 150 для НП. Вещественный состав вакуумного газойля и продуктов крекинга устанавливали по стандартной схеме. Содержание асфальтенов в образце определяли «холодным» методом Гольде. Содержание масел и смол определялось последовательным элюированием на активированном силикагеле АСК: масла – н-гексаном, смолы – этанол-бензольной смесью в объемном отношении 1-1. НП на 95 % состоят из масел, ПП – на 95 % мас. из полярных соединений, по полярности соответствующим смолам исходного газойля. Фракционный состав определяли методом газо-жидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М» с пламенно-ионизационным детектором. Содержание бензиновой и дизельной фракции определяли на основании времен удерживания n-алканов (ундекана и генэйкозана). Определение содержания серы общей производилось в соответствии с ГОСТ Р 51947- 2002. Анализ сернистых соединений проводили методом газо-жидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М» с пламенно-фотометрическим детектором. Плотность жидких продуктов крекинга определяли с помощью вибрационного измерителя плотности жидкостей ВИП-2МР согласно ГОСТ Р 50.2.075-2010.

Таблица

Состав и свойства продуктов крекинга НП и ПП окисления вакуумного газойля

Продолж. крекинга, мин	Состав жидких продуктов, % мас.					Содержание, % мас.			Плотность, кг/м <sup>3</sup>
	Газ	Вещественный состав			Кокс	нк-200	200-360	S <sub>o</sub>	
		асф.	масла	смолы					
ВГ	0	0,1	91,3	8,6	0	0,0	18,5	2,02	911,3
ПП	0	1,9	2,9	95,2	0	н. о.	н. о.	6,81	1097,9
20	8,63	12,94	43,11	35,18	0,14	11,1	30,7	4,582	1020,4
30	11,64	14,03	36,07	37,88	0,38	н. о.	н. о.	3,413	1008,8
40	14,07	13,12	41,01	18,88	12,92	н. о.	н. о.	2,832	995,8
50	16,02	13,10	41,94	15,71	13,23	н. о.	н. о.	2,757	977,4
60	21,76	12,72	38,99	10,78	15,75	42,0	42,9	2,072	973,2
НП	0	0	95,5	4,5	0	отс.	25,7	0,36	891,3
60	1,52	0,03	92,38	5,91	0,16	6,1	22,0	0,241	891,6
90	3,30	0,04	90,37	6,02	0,27	н. о.	н. о.	0,253	880,0
120	5,18	0,06	87,62	6,49	0,65	н. о.	н. о.	0,206	880,1
135	9,58	0,68	83,33	5,64	0,77	н. о.	н. о.	0,188	866,3
150	10,23	0,85	84,32	3,74	0,86	25,0	43,4	0,165	860,7

Материальный баланс продуктов крекинга ПП и НП представлен в таблице. Установлено, что при термической обработке НП коксообразование не превышает 1 %, газообразование немногим более 10 % мас. при продолжительности крекинга 150 мин. Увеличение продолжительности крекинга с 60 до 120 мин приводит к увеличению содержания асфальтенов в составе продуктов в 2 раза, с последующим увеличением их содержания в 11 раз (120-135 мин). Это объясняется изменением баланса реакций конденсации и деструкции смол. До продолжительности термообработки 120 мин смолы накапливались в составе жидких продуктов крекинга (реакции конденсации компонентов масел в смолы протекали быстрее, чем реакции деструкции смол по маршруту смолы→масла→газ и конденсации смол в асфальтены и, далее, в кокс). При дальнейшем увеличении продолжительности процесса (120-150 мин) скорость реакций деструкции смол в низкомолекулярные продукты и конденсации смол в асфальтены становится выше скорости конденсации компонентов масел в смолы, что и приводит к снижению их содержания в 2 раза. Содержание серы в составе жидких продуктов крекинга снижается более чем в 2 раза, однако ее количество в НП невелико. Учитывая, что выход газообразных продуктов превышает выход кокса в 10 раз можно предположить, что значительная часть серы элиминируется из состава сырья в виде серосодержащих газов. Крекинг НП в течении часа приводит к образованию порядка 6 % бензиновой фракции, содержание дистиллятов 200-360 °С снижается на 3 % мас. относительно исходных НП. Увеличение продолжительности крекинга до 150 мин приводит к увеличению выхода бензиновой фракции в 4 раза (до 25 % мас.) и дизельной – в 2 раза, что положительно отражается на плотности жидких продуктов крекинга.

При термической обработке ПП газообразование превышает 8 % уже при продолжительности процесса 20 мин с последующим увеличением до 22 % мас. Содержание смол в этих условиях снижается практически в 3 раза вследствие как реакций деструкции с образованием масел (их содержание в жидких продуктах крекинга увеличилось в 15 раз), так и конденсации в асфальтены (содержание увеличилось в 7 раз). Увеличение продолжительности крекинга с 30 до 40 мин приводит к значительному увеличению выхода кокса (более 30 раз), что объясняется ускорением реакций конденсации как асфальтенов в кокс, так и смол в асфальтены. В результате содержание смол в продуктах снижается на 19 %, лишь 5 % мас. из этого количества в результате реакций деструкции преобразовалось в компоненты масел. Далее скорость реакций конденсации по маршруту смолы→асфальтены→кокс замедляется и смолы расходуются на реакции деструкции смолы→масла→газ. Содержание серы в составе жидких продуктов крекинга ПП снижается более чем в 3 раза. Т.к. выходы газообразных продуктов и кокса сопоставимы, можно предположить, что сера элиминируется из состава сырья как в газообразные, так и в твердые продукты. Крекинг ПП в течении 20 мин приводит к образованию 11 % бензиновой фракции и 31 % мас. дизельных дистиллятов. Увеличение продолжительности крекинга в 3 раза приводит к увеличению выхода бензиновой фракции практически в 4 раза (до 42 % мас.) и дизельной – на 30 % отн. Несмотря на снижение плотности жидких продуктов крекинга (60 мин) относительно исходных ПП (более 120 кг/м<sup>3</sup>), высокое конечное значение этого показателя свидетельствует о значительной доли ароматических соединений в составе новообразованных дистиллятных фракций.

Показано, что термическая стабильность полярных продуктов окисления различных компонентов высокосернистого ВГ (сернистых соединений, смол и ароматических углеводородов) значительно ниже, чем неполярной части, представленной преимущественно насыщенными и ароматическими углеводородами. Раздельный крекинг ПП с высоким содержанием серы и НП, представленных углеводородами различного строения, позволяет исключить их взаимное влияние и снизить содержание серы в конечных продуктах.

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

#### Литература

1. Hossain M. N., Park H. C., Choi H. S. A comprehensive review on catalytic oxidative desulfurization of liquid fuel oil. // *Catalysts*. – 2019. – Т. 9. – № 3. – С. 229.

2. Ibrahim M. H. et al. The role of ionic liquids in desulfurization of fuels: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Т. 76. – С. 1534-1549.
3. Sahu R. et al. A review of recent advances in catalytic hydrocracking of heavy residues // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2015. – Т. 27. – С. 12-24.
4. Есева Е. А. и др. Окислительное обессеривание углеводородного сырья с использованием кислорода как окислителя (обзор) // *Нефтехимия*. – 2020. – Т. 60. – № 5. – С. 586-599.
5. Иовик Ю. А., Кривцов Е. Б. Термические превращения серосодержащих компонентов окисленного вакуумного газойля // *Нефтехимия*. – 2020. – Т. 60. – № 3. – С. 377-383.
6. Отчет по реализации целей и задач Минприроды России за первое полугодие 2021 года. – Режим доступа: [https://www.mnr.gov.ru/docs/2021\\_god/otchet\\_po\\_realizatsii\\_tseley\\_i\\_zadach\\_minprirody\\_rossii\\_za\\_pervoe\\_polugodie\\_2021\\_goda/](https://www.mnr.gov.ru/docs/2021_god/otchet_po_realizatsii_tseley_i_zadach_minprirody_rossii_za_pervoe_polugodie_2021_goda/)

**ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСЕКУНДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИМПУЛЬСОВ  
В ПРОЦЕССЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ БЛАГОРОДНЫХ И ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ РУДЫ**

**Пак А.Я., Мингажева Ю.Г.**

Научный руководитель профессор О.Г. Волокитин

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

При обогащении минерального сырья больше половины энергии затрагивается на дробление и измельчение руды и может составить до 65 кВт·ч/т. Для увеличения степени раскрытия минералов, как правило увеличивают тонкость помола. Однако, при таком подходе увеличивается количество сверхтонких частиц размером менее 10 мкм. В работах [5–6] приведено, что 35–40 % основных потерь приходится в первичной переработке руд; а 30–45 % – из-за тонких частиц, порядка 40 мкм. Авторы предлагают вместо традиционных методов дробления и измельчения в щековых, конусных дробилках и шаровых мельницах – селективную дезинтеграцию, в частности, за счёт нетеплового воздействия на руду мощными наносекундными электромагнитными импульсами (НЭМИ).

В работах [3–4] приводятся возможные процессы, происходящие в минералах при обработке НЭМИ. Если напряженность внешнего электромагнитного поля превышает электрическую прочность твердого диэлектрика, то происходит электрический пробой и возникает электрический ток в узком канале. Однако при обработке измельченной руды, ток разряда может пойти воздушным зазором между частицами. Для избежания такого явления, необходимо использовать нанокороткие импульсы с фронтом ~ 1 нс и большей энергией, чем электрическая прочность вещества.

Мы в своих работах так же используем вышеприведенный метод с некоторыми различиями: источником импульсов является энергоёмкий генератор НЭМИ мощностью 50 Вт с параметрами: амплитуда напряжения – 15 кВ, частота – 1000 Гц, фронт импульса – 0,15 нс, длительность импульса – 0,6 нс, форма импульса треугольная, полярность – положительная. При нагрузке 50 Ом и амплитуде напряжения 15 кВ, приближенно ток будет составлять 300 А, тогда импульсная мощность – 4,5 МВт, энергия одного импульса – 4,5 мДж [1–2]. Такое мощное воздействие может влиять на процессы извлечения благородных и цветных металлов из руды. Для доказательства данного предположения нами была собрана лабораторная установка, приведенная на рис. 1а.

Электродная система представляет собой электрод и проводящий сосуд из нержавеющей стали марки 08X18N10. Выход центральной жилы кабеля от генератора подключается к пусковому электроду (стержень), а оплетка кабеля подключается непосредственно к стенке ёмкости. Стержень помещается в ёмкость с обрабатываемой пульпой. Диаметр сосуда – 95 мм, высота – 110 мм. Для проведения экспериментов получили пульпу из 500 мл дистиллированной воды и 250 г сульфидной золотосодержащей руды, с содержанием металлов: золота – 7,86 г/т, серебра – 553,75 г/т, меди – 5 367,47 г/т, цинка – 983,24 г/т. Измерение концентрации драгоценных металлов в пульпе проводилось в сертифицированной лаборатории с помощью атомно-абсорбционного спектрофотометра «Спектр-5» (основная относительная погрешность при измерении оптической плотности на длине волны 324,8 нм во всем диапазоне измеряемых концентраций – не более 5 %).

Опыт 1. В ёмкость помещали электрод из графита диаметром 6,5 мм, длиной 85 мм. Время эксперимента – 20 мин. Перемешивали пульпу через 10 мин.

Опыт 2. Обработка проводилась в условиях опыта 1. Однако пульпу получили из 500 мл дистиллированной воды, 250 г сухой руды с добавлением 50 мл соли  $\text{BiCl}_3$ , для увеличения электропроводности пульпы.

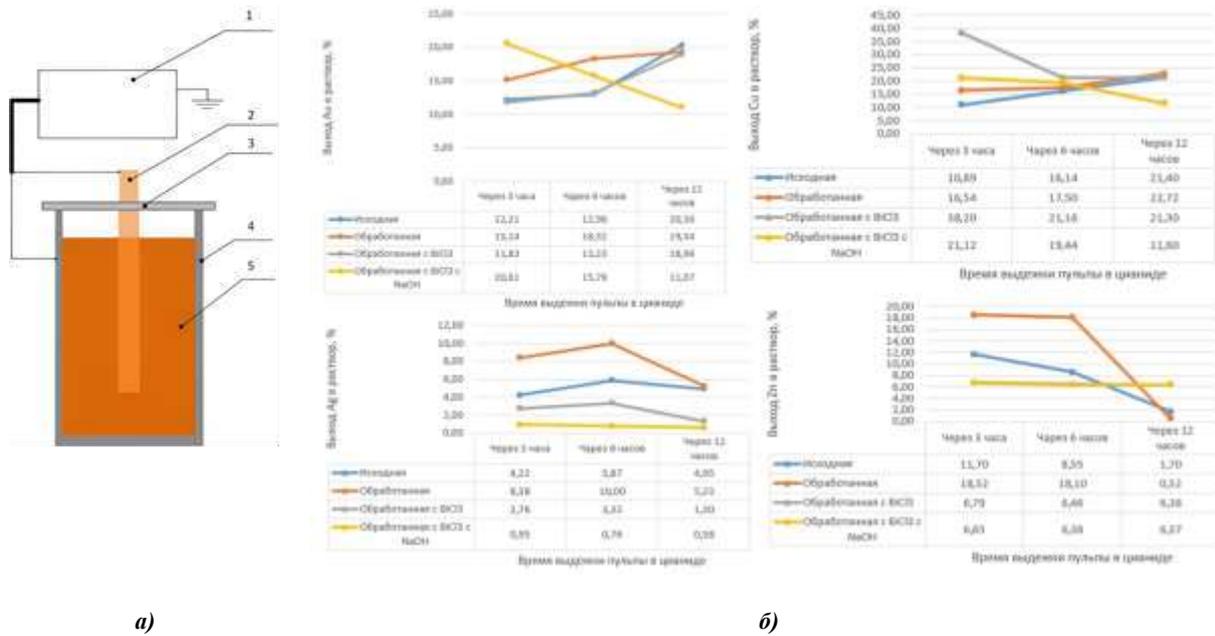
Пробы:

«Исходная» – необработанная пульпа,

«Обработанная» – обработанная пульпа,

«Обработанная с  $\text{BiCl}_3$ » – обработанная пульпа с  $\text{BiCl}_3$ ,

«Обработанная с  $\text{BiCl}_3$  с NaOH» – обработанная пульпа с  $\text{BiCl}_3$ , однако величина pH доведена до 10–11 добавлением NaOH в пробу «Обработанная с  $\text{BiCl}_3$ ». Измерение содержания элементов проводили через 3, 6, 12 ч после обработки. Результаты представлены на рис. 1б.



**Рис. 1. а) экспериментальная установка: 1 – генератор НЭМИ; 2 – пусковой электрод; 3 – фиксатор; 4 – металлический сосуд – заземленный электрод; 5 – обрабатываемая пульпа; б) выход металлов в раствор, %**

Выводы по полученным результатам:

1. Воздействие НЭМИ интенсифицирует процесс выхода металлов в раствор по времени (через 3 ч после цианирования):

- в образце «Обработанная» происходит увеличение выхода в раствор золота на 2,93 %, серебра – на 4,16 %, меди – на 5,65 %, цинка – на 6,82 %;
- в образце «Обработанная с  $\text{BiCl}_3$ » – резкое увеличение выхода в раствор меди – 27,30 %;
- в образце «Обработанная с  $\text{BiCl}_3$  с  $\text{NaOH}$ » наблюдается увеличение выхода золота и меди в раствор 8,40 % и 10,22 % соответственно. Однако отрицательные показатели с серебром и цинком: уменьшение выхода на 3,27 % и 5,05 % соответственно.

2. Так и через 6 ч после цианирования наблюдаем:

- в образце «Обработанная» увеличение выхода в раствор золота – на 5,34 %, серебра – на 4,13 %, цинка – на 9,55 %;
- в образце «Обработанная с  $\text{BiCl}_3$ » происходит резкий прирост выхода в раствор меди – 27,30 %.

#### Литература

1. Волокитин О. Г., Мингажева Ю. Г. Технология обработки золотосодержащей пульпы наносекундными электромагнитными импульсами // Энергетик. – 2023. – № 11. – С. 55-58.
2. Волокитин О. Г., Мингажева Ю. Г. Характеристики электродных систем в технологии обработки золотосодержащей пульпы наносекундными электромагнитными импульсами // Промышленная энергетика. – 2023. – № 8. – С. 35-42.
3. Чантурия В. А. и др. Вскрытие упорных золотосодержащих руд при воздействии мощных электромагнитных импульсов // Доклады Академии наук. – Федеральное государственное бюджетное учреждение Российская академия наук, 1999. – Т. 366. – № 5. – С. 680-683.
4. Чантурия В. А. и др. Наночастицы в процессах разрушения и вскрытия геоматериалов. – 2006.
5. Чантурия В. А. Современные проблемы обогащения минерального сырья в России // Горный журнал. – 2005. – № 12. – С. 56-64.

**ВЛИЯНИЕ ТЕТРАГИДРАТА АЦЕТАТА ЖЕЛЕЗА (III) НА МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС  
КРЕКИНГА ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ**

Пантилов П.В.<sup>1</sup>

Научный руководитель старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти Сибирское отделение РАН, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время более тридцати стран по всему миру активно проводят разведку, различные исследования и разработку новейших технологий добычи и переработки горючих сланцев, с основным интересующим продуктом в виде сланцевого газа [8]. Горючие сланцы позволяют диверсифицировать источники энергии, улучшить энергетическую безопасность, снизить зависимость от традиционных видов топлива, а также повышают импортозамещение. Но, тем не менее, добыча и переработка горючих сланцев сопряжена с рядом проблем, затрагивающих не только экономические, но и экологические аспекты, которые включают в себя высокое содержание серы, повышенную зольность и т.д. С целью усовершенствования технологий переработки горючих сланцев и повышения степени конверсии сырья в полезные продукты важно проведение исследований для оптимизации существующих методик и разработки новых. Важным направлением исследований является применение катализаторов, содержащих переходные металлы, а также различных солей этих элементов для увеличения выхода сланцевой нефти. В исследовании [5] было установлено, что применение катализаторов при термоллизе горючих сланцев улучшает состав получаемого продукта, главным образом повышая конечное соотношение Н/С продуктов в сравнении с исходным сырьём. Железо, кальций, цинк, никель и другие металлы, а также их оксиды и хлориды могут способствовать ускорению термоллиза горючих сланцев и образованию свободных радикалов водорода, тем самым осветляя получаемую сланцевую нефть и углубляя степень деструкции макромолекул керогена [6]. Цель работы – использование добавки тетрагидрата ацетата железа (III) для увеличения выхода жидких продуктов крекинга высокосернистого горючего сланца.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

В качестве объекта исследования был выбран горючий сланец Кашпирского месторождения Волжского бассейна. Физико-химические характеристики данного горючего сланца: минеральная часть включает в себя карбонаты (25,49 %) и силикаты (37,43 %), органическая часть состоит из нерастворимого органического вещества (керогена), который составляет 36,19 % от исходного горючего сланца, а также из растворимого органического вещества (битумоидов А и Б), которые составляют 0,99 % мас. По результатам элементного анализа содержание углерода составляет 60,77 %, водорода 6,97 %, серы 11,28 %, азота 1,34 % и кислорода 19,64 % мас. соответственно.

Перед экспериментом горючий сланец измельчали на шнековой мельнице, отбирая ситами фракцию 0,14–0,5 мм. Крекинг горючего сланца с добавкой проводили в герметичном реакторе из нержавеющей стали в среде воздуха при различных температурах и продолжительностях процесса. После крекинга определяли материальный баланс полученных продуктов. При проведении экспериментов фиксировалась масса реактора без смеси и масса реактора со смесью, подготовленного к крекингу. После проведения термической обработки, выход газообразных продуктов определяли по потере массы реактора с образцом после отбора из реактора газообразных продуктов через гидрозатвор в пробоотборник. Далее образец выгружался из реактора и помещался в аппарат Сокслета, жидкие продукты крекинга экстрагировали хлороформом, переносили в бюкс и сушили до постоянной массы. Оставшаяся минеральная часть горючего сланца, содержащая продукты термического преобразования керогена (коксоподобные вещества) и непрореагировавший кероген (далее твердые продукты крекинга), выгружалась из экстрактора и сушилась в вакуумном сушильном шкафу до постоянной массы [1]. Компонентный состав газообразных продуктов, образующихся при крекинге горючего сланца, анализировали методом газовой хроматографии на хроматографе “Кристалл–2000” согласно методике, описанной в [2].

**ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ**

Термическую стабильность керогена горючего сланца Кашпирского месторождения устанавливали посредством проведения трех серий термических экспериментов (крекингов) в реакторах-автоклавах, при температурах 425 °С, 450 °С, 475 °С, и продолжительности 40, 60, 80 и 100 минут при каждой температуре. По результатам серий экспериментов было установлено, что при температурах крекинга 425 и 450 °С наибольшие выходы газообразных и жидких продуктов наблюдаются при продолжительности в 100 минут. При увеличении температуры крекинга до 475 °С наблюдается обратная зависимость – максимальный выход газа и жидких продуктов наблюдается при продолжительности в 40 минут и далее с увеличением продолжительности их выходы снижаются.

Для определения влияния добавки ацетата железа была проведена серия экспериментов с различным количеством добавки при подобранных условиях. Исходная навеска горючего сланца была фиксированной, а число добавляемого тетрагидрата ацетата железа считалось следующим образом: по результатам термогравиметрического анализа было определено количество образующегося  $Fe_2O_3$  [4] в процессе термоллиза добавки и пересчитано относительно количества органического вещества горючего сланца.

Материальный баланс крекинга горючего сланца с добавкой представлен в таблице 1. Предполагается, что при условиях крекинга 450 °С, 100 мин влияние добавки тетрагидрата ацетата железа оказывает ингибирующий эффект на процесс крекинга, понижая глубину деструкции макромолекул керогена, охватывая главным образом наименее стабильные компоненты, тем самым уменьшая общий выход жидких и газообразных продуктов. С повышением температуры крекинга до 475 °С, вероятно, ввиду более жестких условий тетрагидрат ацетата железа

начинает оказывать избыточно каталитический эффект, значительно ускоряя вторичные реакции коксообразования с конденсацией по схеме масла→смолы→асфальтены→кокс.

Таблица 1

**Материальный баланс продуктов крекинга горючего сланца в различных условиях**

Количество оксида железа (III) на ОВ, % отн.	Содержание, % мас.								
	450 °С, 100 мин			475 °С, 40 мин			475 °С, 60 мин		
	ЖП	ТП	Г	ЖП	ТП	Г	ЖП	ТП	Г
1	9,22	83,21	7,58	13,08	75,92	11,00	н. о.	н. о.	н. о.
2	6,69	82,78	10,53	18,21	71,98	9,81	7,59	78,57	13,84
3	7,10	80,17	12,73	16,58	73,06	10,37	10,82	76,96	12,22
4	7,11	80,80	12,08	17,11	73,93	8,96	10,57	76,31	13,11
5	11,85	77,32	10,83	14,94	74,58	10,48	н. о.	н. о.	н. о.
Без добавки	23,62	70,13	6,25	24,27	70,61	5,12	19,74	73,41	6,85

Авторы [3, 7] предполагают, что наблюдаемое увеличение выхода этана/пропана/бутана происходит за счёт ускорения вторичных реакций газообразования. По результатам компонентного состава продуктов крекинга ГС установлено, что с добавкой тетрагидрата ацетата железа значительно повышается выход газов С<sub>1</sub>–С<sub>4</sub> (таблица 2). Возможно, образующийся в результате термической деструкции тетрагидрата ацетата железа оксид железа (III) ускоряет вторичные реакции газообразования.

Таблица 2

**Компонентный состав газообразных продуктов крекинга горючего сланца в различных условиях**

Компонент	Содержание, % мас.											
	450 °С, 100 мин				475 °С, 40 мин				475 °С, 60 мин			
	0%	2%	3%	4%	0%	2%	3%	4%	0%	2%	3%	4%
Водород	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Метан	0,46	1,49	1,76	2,79	0,25	1,52	1,60	1,22	0,76	2,97	2,00	2,34
Диоксид углерода	3,54	5,10	7,05	3,43	4,27	4,68	5,34	4,69	4,08	6,31	6,01	6,83
Этан	0,50	1,34	1,50	2,25	0,23	1,41	1,38	1,10	0,78	2,19	1,62	1,66
Пропан	0,44	1,38	1,50	2,39	0,18	1,36	1,30	1,22	0,69	1,63	1,63	1,46
и-Бутан	0,06	0,24	0,22	0,37	0,03	0,18	0,18	0,19	0,09	0,21	0,25	0,21
н-Бутан	0,20	0,61	0,46	0,61	0,08	0,45	0,39	0,37	0,28	0,39	0,49	0,40
и-Пентан	0,04	0,13	0,08	0,10	0,02	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,08	0,07
н-Пентан	0,06	0,19	0,11	0,13	0,03	0,11	0,09	0,08	0,09	0,07	0,10	0,10
н-Гексан	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Выход газов	5,32	10,53	12,73	12,08	5,13	9,81	10,37	8,96	6,85	13,84	12,22	13,11

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

#### Литература

1. Закономерности образования производных тиофена в процессе крекинга высокосернистого горючего сланца [Текст] / Е. Б. Кривцов, П. В. Панфилов, М. В. Можайская, А. В. Гончаров // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31. – № 2. – С. 210–215.
2. ГОСТ 31371.3 – 2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до С<sub>8</sub> с использованием двух насадочных колонок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200068109>.
3. Carter, S. D., Taulbee, D. N. Fluidized bed steam retorting of Kentucky oil shale [Text] / S. D. Carter, D. N. Taulbee // Fuel Processing Technology. – 1985. – V. 11(3). – P. 251–272.
4. Laurikėnas, A. Formation peculiarities of iron (III) acetate: Potential precursor for iron metal-organic frameworks (MOFs) [Text] / A. Laurikėnas, J. Barkauskas, J. Reklaitis, G. Niaura // Lithuanian Journal of Physics. – 2016. – V. 56(1). – P. 3274.
5. Shekarifard, A. Technical and scientific review on oil shale upgrading [Text] / A. Shekarifard, J. Taheri-Shakib // Int. J. Petrochem. Sci. Eng. – 2016. V. 1. – P. 78–83.
6. Wang, S. Catalytic effects of Fe- AND ca-based additives on gas evolution during pyrolysis of Dachengzi oil shale of China [Text] / S. Wang, L. Song, X. Jiang // Oil Shale. – 2018. – V. 35. – No. 1. – P. 39–55.
7. Williams, P. T. Influence of process conditions on the pyrolysis of Pakistani oil shales. [Text] / P. T. Williams, N. Ahmad // Fuel. – 1999. – V. 78(6). – P. 653–662.
8. Xuming, Q. Exploration and Development Technology of Shale Oil and Gas in the World: Progress, Impact, and Implication [Text] / Q. Xuming, Z. Jieying // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2nd International Conference on Advances in Civil Engineering, Energy Resources and Environment Engineering May 22-24, Nanning, China. – 2020. – V. 526. DOI: 10.1088/1755-1315/526/1/012131.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПАРОВОГО РИФОРМИНГА ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Патрихин М.Ю.<sup>1</sup>, Дементьев А.Ю.<sup>2</sup>

Научные руководители профессор Е.Н. Ивашкина<sup>1</sup>, доцент И.М. Долганов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет

<sup>2</sup>ООО «КИНЕФ»

Процесс парового риформинга природного газа является основным процессом получения чистого водорода и водородосодержащего газа на нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производствах при его недостатке с установки риформинга бензиновой фракции. Помимо этого, процесс получения водорода паровым риформингом природного газа – один из наиболее дешевых по удельным затратам на 1 кг водорода и хорошо отработан в мировой практике. На современных катализаторах выход водорода приближается к теоретическому химическому равновесию, при этом катализаторы работают долгое время без значительного коксообразования [4].

Целью настоящей работы является моделирование процесса парового риформинга природного газа на основании технологических параметров, данных о составе сырья и продуктов трубчатого реактора-печи установки производства водорода производительностью до 11 т в час по водороду.

Основные вызовы, решаемые в рамках текущей работы – с помощью созданной модели процесса иметь возможность рассчитать минимально возможное отношение водяной пар:сырье, которое будет обеспечивать требуемый выход водорода без значительного коксообразования и снижения срока службы катализатора.

Механизм превращения метана и его гомологов и кинетика разрыва связей С-Н на активных центрах металлических катализаторов хорошо проиллюстрирована в работе [5].

Также известны детальные модели процесса, построенные как на основании данных с лабораторной установки с трубчатой печью-реактором [1], так и на основании результатов работы промышленного реактора получения водорода с учетом реальной геометрии и теплопередачи от пламени горелок к каталитической трубе [3].

Реактор, рассматриваемый в настоящей работе, работает на сырье относительно постоянного состава – природный газ с содержанием метана 96-97 %об. с незначительным содержанием этана и следовыми количествами более тяжелых углеводородов. Параметры работы установки: температура процесса 820-870 °С, давление 2,5 МПа, мольное и массовое отношение водяной пар:сырье равняется 3,5 и 4,0 соответственно. На рисунке 1 приведены графики изменения температуры в реакторе и массового выхода водорода по отношению к сырью в промежутке с марта 2022 по ноябрь 2023 года.



Рис. 1. Графики изменения температуры и выхода водорода по отношению к сырью

Как видно, с увеличением температуры растет выход водорода, что согласуется с общим пониманием механизма реакции и влияющих на процесс факторов.

В данном случае можно сделать вывод, что при постоянных значениях температуры и мольного отношения водяной пар: сырье катализатор за указанный промежуток времени не потерял активность, и повышение температуры ведет к повышению выработки водорода, а не к сохранению на том же уровне.

В данной работе для оценки степени конверсии сырья в продукты реакции по отдельным реакциям, был использован алгоритм искусственного интеллекта, встроенный в отраслевой программный комплекс для моделирования процессов подготовки и переработки углеводородного сырья. В качестве независимых переменных на вход подавались данные о составе сырья, температуре и давлении на входе в реактор конверсии метана, в качестве зависимых переменных использовано содержание водорода, угарного и углекислого газов в синтез-газе. Искусственный интеллект подбирал конверсию по каждой реакции для того, чтобы достичь требуемого состава синтез-газа и установить зависимость – как влияют независимые параметры на входе в модель на выход целевых продуктов.

На рисунке 2 приведена расчетная схема, построенная для расчета реакций парового риформинга природного газа и подбора конверсий с помощью искусственного интеллекта.

Для расчета были заданы 3 реакции, находящиеся в основе всех расчетов процесса парового риформинга метана, которые приведены в формулах:

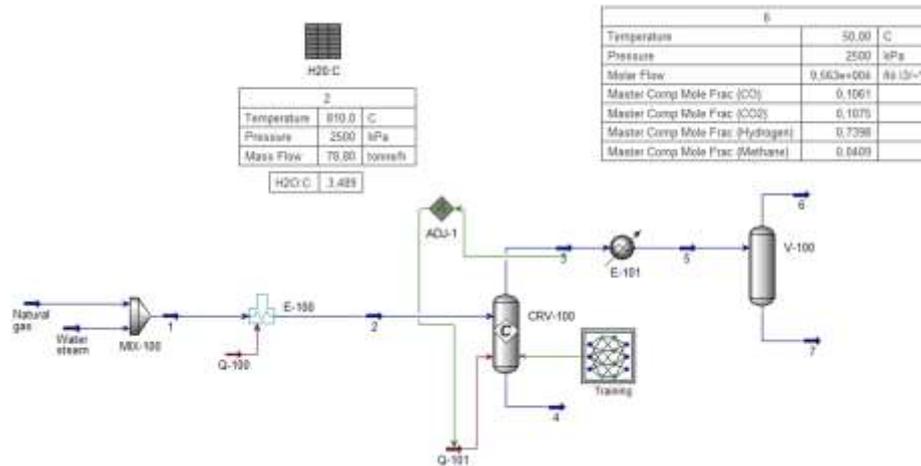


Рис. 2. Расчетная схема процесса парового риформинга с использованием искусственного интеллекта

Реакции (1) и (2), являются эндотермическими. Реакция (3) является экзотермической. Конверсия всех остальных реакций была принята равной 100 %, так как углеводороды тяжелее метана не наблюдаются в продуктовом газе.

Для моделирования коксообразования в слое катализатора в данной работе используется реакция Будуар и реакция пиролиза метана, которые приведены в формулах:



Кинетические параметры для моделирования реакций 4 и 5 приведены в [2].

Результаты моделирования приведены в таблице ниже.

Таблица

Результаты моделирования процесса парового риформинга природного газа

Реакция	Фактическое содержание водорода, %об.	Рассчитанное содержание водорода, %об.	Погрешность, %	Энергия активации, кДж/моль	Предэкспоненциальный множитель A, моль/см <sup>3</sup> · с	Выход углерода, г/сут
1-3	76,10	75,91	0,244	-	-	-
1-3	75,60	75,41	0,245	-	-	-
1-3	76,30	76,11	0,243	-	-	-
1-3	77,20	77,01	0,241	-	-	-
1-3	76,00	75,81	0,244	-	-	-
4-5	-	-	-	806,5	$2,6 \cdot 10^{-14}$	52,43

Таким образом, конверсии по реакциям 1 и 2 составили 53,5 % и 39,3 % соответственно, по реакции 3-10,8 %. Погрешность рассчитанного содержания водорода относительно фактического содержания в синтез-газе составила не более 0,25 %.

Расчетное содержание углерода, которое образуется по реакциям (4) и (5), составило 52,4 г/сут. Сравнить с фактическим содержанием углерода на катализаторе на данный момент нет возможности, так как анализ на содержание кокса на поверхности катализатора не проводится. В дальнейшем планируется определять этот параметр косвенно – по потере активности катализатора с течением времени.

Таким образом, в результате работы была создана модель для первичного расчета реактора парового риформинга, настроенная с помощью алгоритмов искусственного интеллекта.

Далее планируется разработка кинетической модели процесса с расчетом основных параметров, на основе учета физических свойств катализатора, что даст возможность осуществлять более строгий расчет образования углерода на катализаторе.

#### Литература

1. Naghi S. V. et al. Трехмерное гидродинамическое моделирование и оптимизация цилиндрического реактора с пористым слоем для получения водорода паровым риформингом метана // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60. – № 6. – С. 793-801.

- Msheik M., Rodat S., Abanades S. Methane cracking for hydrogen production: A review of catalytic and molten media pyrolysis // *Energies*. – 2021. – Т. 14. – № 11. – С. 3107.
- Quirino P. P. S. et al. Modeling and simulation of an industrial top-fired methane steam reforming unit // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2020. – Т. 59. – № 24. – С. 11250-11264.
- Zhang H., Sun Z., Hu Y. H. Steam reforming of methane: Current states of catalyst design and process upgrading // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2021. – Т. 149. – С. 111330.
- Герман Э. Д. Теория кинетики разрыва связей  $xh$  ( $x = c, o$  и  $h$ ) на металлических поверхностях. применение для моделирования каталитического парового риформинга метана // *Электрохимия*. – 2017. – Т. 53. – № 10. – С. 1379-1389.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ И СИЛИКАТНОГО МОДУЛЯ НАТРИЕВОГО ЖИДКОГО СТЕКЛА Подогов С.А., Савинова О.В.

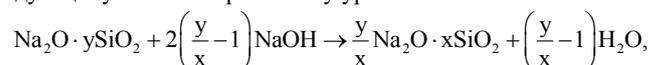
Научный руководитель доцент В.А. Кутугин

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

Силикатный модуль является одной из характеристик жидких стекол, от величины которой зависят химические и физические свойства материала, а также его область применения. К примеру, при синтезе геополимеров значение силикатного модуля жидкого стекла влияет на прочностные характеристики геополимерного камня [2, 4].

Обычно для определения силикатного модуля используют химические методы анализа, которые имеют такие недостатки, как большая продолжительность анализа, множество манипуляций и влияние человеческого фактора. В данной работе исследованы возможности рентгенофлуоресцентного анализа (РФЛА) (XGT-7200 фирмы Horiba) для определения силикатного модуля жидкого стекла. Метод основан на измерении характеристических спектров флуоресценции элементов анализируемой пробы. Компонентный состав жидкого стекла определен спектроскопией комбинационного рассеяния (Thermo Fisher Scientific DXR2 Raman).

Для количественного определения силикатного модуля с помощью рентгенофлуоресцентного анализа необходимо было предварительно приготовить серию образцов с известными значениями силикатного модуля и построить градуировочную зависимость по полученным характеристическим спектрам. Образцы готовились путем добавления щелочи по следующему стехиометрическому уравнению:



где  $x$  – необходимое значение силикатного модуля (1,65; 1,85; 2,13; 2,41; 2,58);  $y$  – начальное значение силикатного модуля (3,04).

Растворы готовились по точным навескам на аналитических весах. Массовая доля NaOH в используемом реактиве определялась титриметрическим методом по ГОСТ Р 55064-2012 [3]. Содержание щелочи рассчитывалось по формуле:

$$X = \frac{(V_1 - V_2 \cdot 0,1) \cdot 40,00 \cdot 1 \cdot V_k \cdot 100}{50 \cdot 1000 \cdot m_n},$$

где  $V_1$  – объем раствора соляной кислоты молярной концентрации 1 моль/дм<sup>3</sup>, израсходованный на титрование по фенолфталеину, см<sup>3</sup>;  $V_2$  – объем добавленного раствора соляной кислоты молярной концентрации 0,1 моль/дм<sup>3</sup>, израсходованный на титрование по метиловому оранжевому, см<sup>3</sup>; 40,00 – молярная масса эквивалента гидроксида натрия, г/моль;  $V_k$  – объем раствора в колбе, см<sup>3</sup>; 50 – объем раствора пробы, взятой для анализа, см<sup>3</sup>; 1/1000 – коэффициент пересчета молярной концентрации раствора соляной кислоты из моль/дм<sup>3</sup> в моль/см<sup>3</sup>;  $m_n$  – масса пробы, взятой для анализа, г.

Для подтверждения полученных силикатных модулей использовался титриметрический метод с использованием смешанного индикатора по ГОСТ 13078-2021 [4]. Силикатный модуль рассчитывался по формуле:

$$M = \frac{V_1 - V_2}{2 \cdot V},$$

где  $V$  – объем раствора соляной кислоты молярной концентрации 0,5 моль/дм<sup>3</sup>, израсходованный при титровании, см<sup>3</sup>;  $V_1$  – объем добавленного раствора соляной кислоты молярной концентрации 0,5 моль/дм<sup>3</sup>, добавленный, см<sup>3</sup>;  $V_2$  – объем раствора гидроксида натрия молярной концентрации 0,5 моль/дм<sup>3</sup>, израсходованный при титровании, см<sup>3</sup>.

Натриевое жидкое стекло представляет собой коллоидный раствор, полностью диссоциированный на катионы натрия и кремнекислородные анионы (ККА), которые в зависимости от количества силоксановых связей подразделяются на: мономеры или островные силикаты ( $Q^0$ ), дисиликаты ( $Q^1$ ), цепочечные силикаты ( $Q^2$ ), слоистые силикаты ( $Q^3$ ), каркасные силикаты ( $Q^4$ ). Таким образом, компоненты жидкого стекла можно условно классифицировать на низко-, средне- и высокомолекулярные [5]. На рис. 1 представлены обзорные КР-спектры образцов с силикатными модулями: 1,65; 2,13 и 3,04.

Смещение полосы комбинационного рассеяния вблизи  $1000\text{ см}^{-1}$  в сторону более высоких волновых чисел, а пика на  $600\text{ см}^{-1}$  в сторону более низких волновых чисел объясняется увеличением степени полимеризации стекол. Гауссовская аппроксимация пика в районе  $1000\text{ см}^{-1}$  также показала увеличение доли средне- и высокомолекулярных компонентов в стеклах при увеличении силикатного модуля.

Для определения модуля методом рентгенофлуоресцентного анализа проба жидкого стекла выдерживалась сутки в сушильном шкафу при  $100\text{ }^\circ\text{C}$ . После сушки проба помещалась в муфельную печь и подвергалась термообработке по режиму: нагрев до  $450\text{ }^\circ\text{C}$  – 30 мин, изотермическая выдержка – 30 мин. Затем проба остужалась до комнатной температуры и измельчалась в фарфоровой ступке до фракции 0,075 мм.

Данные для построения градуировочного графика (рис. 2) и градуировочные характеристики приведены в таблице ниже.

Сравнение значений, полученных с помощью титриметрического и рентгенофлуоресцентного методов анализа: при сигнале 27,114  $m = 2,116$ ; при определении титрованием  $m = 2,119$ ; отличие составляет 0,126 %.

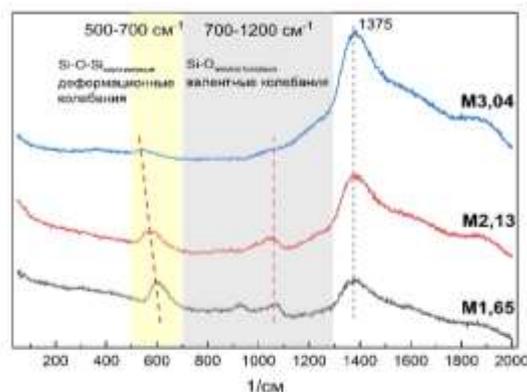


Рис. 1. КР-спектры образцов жидкого стекла с силикатным модулем 1,65, 2,13 и 3,04

Таблица

Значения для построения зависимости

Сигнал	Силикатный модуль		
23,33	1,85	n	4
30,84	2,41	a	15,572
4,47	2,58	b	-5,813
41,84	3,04	R <sup>2</sup>	0,995

Таким образом, предварительные результаты показали, что использование рентгенофлуоресцентного анализа для количественного определения силикатного модуля натриевого жидкого стекла представляется перспективным в силу экспрессности, простоты и точности метода.

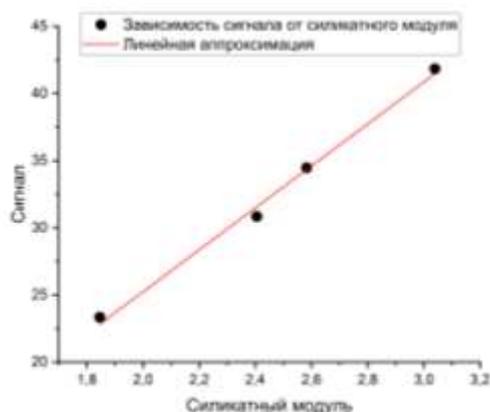


Рис. 2. Градуировочный график зависимости сигнала от силикатного модуля

#### Литература

1. Голосова А. С., Клименко Н. Н., Делицын Л. М. Влияние вида щелочного активатора на структуру и механические свойства композиций на основе отходов ТЭК // Успехи в химии и химической технологии. – 2019. – Т. 33. – № 4 (214). – С. 51-53.
2. ГОСТ 13078-2021. Стекло натриевое жидкое. Технические условия. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200180909/titles/7DA0K5>.
3. ГОСТ Р 55064-2012. Натр едкий технический. Технические условия. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200101778?ysclid=lv15i4ms47651740657>.
4. Парфенова Л. М., Разуева Е. А., Высоцкая М. Н. Оптимизация концентрации щелочного активатора для геополимерного вяжущего. – 2018.

5. Хабибулин Ш. А. Разработка составов и технологии получения модифицированного жидкостекольного вяжущего и композиционных материалов на его основе: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: спец. 05.17. 11: дис. – 2015.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВКИ 2-МЕТИЛПИРИДИНА НА ГРУППОВОЙ  
И ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВЫ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ  
И ИХ АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ**

**Савченко А.С.**

Научный руководитель доцент Д.С. Корнеев

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

В настоящее время ведется интенсивное освоение трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти [1]. Одной из ключевых проблем при добыче и переработке такого сырья является неуправляемая агрегация асфальтенов. Наличие агрегатов в нефтяных системах приводит к образованию отложений в технологическом оборудовании, в связи с чем снижается эффективность добычи, переработки и транспортировки нефти. Для ингибирования агрегации асфальтенов в нефть добавляют различные поверхностно-активные вещества. Несмотря на эффективность дорогостоящих ингибиторов считается, что нефтяные смолы не менее эффективно справляются с данной задачей [5]. Известно, что выделенные из нефтяных смол концентраты азотистых оснований при добавлении в нефтяные системы снижают образование асфальтенового осадка, повышая их коллоидную стабильность [2]. Однако нефтяные азотистые основания, выделенные из смол, содержат в своем составе различные гетероатомные соединения, которые неоднозначно могут повлиять на механизм образования асфальтенов. Существует ограниченное количество информации о свойствах и поведении асфальтенов в различных условиях. Например, слабо изучены реакционная способность асфальтенов и их взаимодействие с другими компонентами нефти, а также факторы, влияющие на их стабильность. Также, необходимо учитывать различные свойства асфальтенов, которые зависят от состава нефти, условий добычи и переработки, а также наличия примесей и добавок. Это делает прогнозирование и контроль поведения асфальтенов еще более сложным и требует дополнительных исследований и разработок. В связи с этим, представляет интерес установить достоверность влияния азотсодержащих фрагментов на образование надмолекулярных структур асфальтенов. В работе [3] было установлено, что присутствие низкомолекулярных азотистых оснований в нефти способствует значительному повышению скорости роста агрегатов и снижению коллоидной стабильности нефтяных систем. Расширяя область исследований [3] в данном направлении, было предложено оценить влияние прочих низкомолекулярных азотистых оснований, присутствующих в нефтях, на изменение состава нефтяных систем и асфальтенов.

Целью данной работы является изучение влияния 2-метилпиридина на групповой состав нефтяных систем и элементный состав асфальтенов.

Для оценки влияния 2-метилпиридина на состав тяжелых нефтей были приготовлены модельные нефтяные системы с содержанием азота 0,5, 1, 2 и 3 % мас. Определение группового состава исследуемых образцов проводилось по стандартной методике [4]. Для определения элементного состава асфальтенов использовался метод прямого сжигания образца (содержание кислорода оценивалось по разнице между 100 % и суммарным содержанием элементов C, H, N, S). В качестве объектов исследования использовались тяжелые высоковязкие нефти Зюзеевского (метановая) и Усинского (нафтеновая) месторождений. Обе нефти являются высокосмолистыми, при, практически, одинаковом содержании асфальтенов (11-12 % мас.). По данным группового состава (таблица 1) видно, что с увеличением содержания основного азота в нефтяных системах до 3 % мас. снижается содержание асфальтенов примерно на 2,8 % мас. и 3,44 % мас. для Зюзеевской и Усинской нефтей, соответственно. Также, снижается доля смолистых веществ: для Зюзеевской нефти – на 8,24 % мас. и для Усинской нефти – на 4,69 % мас. Относительное содержание масел возрастает в обоих случаях, что, очевидно связано с накоплением в них 2-метилпиридина. Таким образом, добавка концентрируется в низкомолекулярных соединениях, при этом оказывает влияние на групповой состав смолисто-асфальтеновых компонентов. Вероятно, значительное снижение асфальтенов Усинской нефти связано с участием 2-метилпиридина в формировании надмолекулярных структур асфальтеновых веществ, в связи со схожей химической природой компонентов нафтеновой нефти.

**Таблица 1**

**Групповой состав исходных и модельных нефтяных систем**

Образец	Содержание компонентов, % масс.		
	Масла	Смолы	Асфальтены
ЗН <sub>исх</sub>	64,69	24,06	11,25
ЗН <sub>0,5</sub>	66,11	24,09	9,80
ЗН <sub>1</sub>	66,65	23,66	9,69
ЗН <sub>2</sub>	71,89	18,91	9,20
ЗН <sub>3</sub>	75,73	15,82	8,45
УН <sub>исх</sub>	57,72	30,67	11,61
УН <sub>0,5</sub>	58,64	29,91	11,45
УН <sub>1</sub>	60,94	29,17	9,89
УН <sub>2</sub>	63,00	28,05	8,95
УН <sub>3</sub>	65,85	25,98	8,17

**Примечание:**

1. ЗН<sub>исх.</sub>, ЗН<sub>0,5</sub>, ЗН<sub>1</sub>, ЗН<sub>2</sub>, ЗН<sub>3</sub> – Зюзеевская нефть (исходная) и модельные нефтяные системы с содержанием N 0,5, 1, 2 и 3 % соответственно, приготовленные смешением исходной нефти и 2-метилпиридина.

2. УН<sub>исх.</sub>, УН<sub>0,5</sub>, УН<sub>1</sub>, УН<sub>2</sub>, УН<sub>3</sub> – Усинская нефть (исходная) и модельные нефтяные системы с содержанием N 0,5, 1, 2 и 3 % соответственно, приготовленные смешением исходной нефти и 2-метилпиридина.

Анализ данных элементного состава асфальтеновых компонентов обеих нефтей (таблица 2) показал, что асфальтены, выделенные из нефтяных систем Зюзеевской нефти характеризуются наибольшим количеством гетероатомов, суммарное содержание которых в 2 раза больше, чем в асфальтенах, выделенных из нефтяных систем Усинской нефти. Полученные данные свидетельствуют об отсутствии влияния 2-метилпиридина в формировании асфальтеновых структур в Зюзеевской нефти. Тогда как, в Усинской нефти наблюдается небольшое увеличение содержания азота, сопровождающееся снижением атомного отношения Н/С<sub>ат.</sub>. Это подтверждает участие 2-метилпиридина в формировании надмолекулярных структур и его соосаждение в асфальтенах.

**Таблица 2**

*Элементный состав асфальтенов исходных нефтей и модельных нефтяных систем*

Параметры	АЗН <sub>исх.</sub>	АЗН <sub>0,5</sub>	АЗН <sub>1</sub>	АЗН <sub>2</sub>	АЗН <sub>3</sub>	АУН <sub>исх.</sub>	АУН <sub>0,5</sub>	АУН <sub>1</sub>	АУН <sub>2</sub>	АУН <sub>3</sub>
<b>Элементный состав, % масс.</b>										
<b>С</b>	79,43	80,18	79,71	80,44	80,63	82,96	82,52	82,54	83,04	82,94
<b>Н</b>	7,54	7,56	7,51	7,72	7,68	7,90	7,73	7,66	7,70	7,68
<b>N<sub>осн</sub></b>	1,81	1,84	1,70	1,83	1,84	1,48	1,52	1,56	1,57	1,59
<b>S</b>	8,00	7,85	7,50	7,80	7,77	3,81	3,91	3,83	3,84	3,85
<b>О</b>	3,24	7,50	3,59	2,22	2,09	3,87	4,32	4,41	3,85	3,94
<b>Н/С<sub>ат</sub></b>	1,14	1,13	1,13	1,15	1,14	1,14	1,12	1,12	1,11	1,11

**Примечание:**

1. АЗН<sub>исх.</sub>, АЗН<sub>1</sub>, АЗН<sub>2</sub>, АЗН<sub>3</sub> – асфальтены, выделенные из Зюзеевской нефти и модельных нефтяных систем ЗН<sub>0,5</sub>, ЗН<sub>1</sub>, ЗН<sub>2</sub>, ЗН<sub>3</sub>, соответственно.

2. АУН<sub>исх.</sub>, АУН<sub>1</sub>, АУН<sub>2</sub>, АУН<sub>3</sub> – асфальтены, выделенные из Усинской нефти и модельных нефтяных систем УН<sub>0,5</sub>, УН<sub>1</sub>, УН<sub>2</sub>, УН<sub>3</sub>, соответственно.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда в рамках проекта № 22-73-00302.*

**Литература**

1. Абукова Л. А., Шустер В. Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 7 (53). – С. 12-15.
2. Ахметова Г.Р. и др. Особенности состава смол тяжелых нефтей и их влияние на стабильность асфальтенов // Химия и технология топлив и масел. – 2023. – Т. 635. – № 1. – С. 21-24.
3. Корнеев Д. С., Певнева Г. С. Изменение состава и коллоидной стабильности тяжелой нефти в присутствии хинолина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31. – № 4. – С. 401-406.
4. Корнеев Д. С., Певнева Г. С., Воронецкая Н. Г. Влияние состава и молекулярной структуры асфальтенов тяжелых нефтей на их реакционную способность в термодеструктивных процессах // Нефтехимия. – 2021. – Т. 61. – № 2. – С. 172-183.
5. Стреляев А. Д. Исследование влияния ингибирующей смеси на процессы образования агрегатов смолисто-асфальтеновых веществ // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2019. – Т. 1. – С. 209-211.

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ДИСПЕРСНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

Свириденко Н.Н., Уразов Х.Х., Свириденко Ю.А., Сергеев Н.С.  
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Мировое потребление энергии по прогнозу к 2040 г. увеличится с 579,2 (2012 г.) до 815 квадриллионов кДж. Нефть, природный газ и уголь в 2040 году будут продолжать обеспечивать большую часть потребляемой мировой энергии [1]. Тяжелые нефти и природные битумы рассматриваются как потенциальные источники жидкого топлива, т.к. их общий разведанный запас составляет около 9-13 трлн. баррелей, что значительно превышает запасы легких нефтей. Однако, тяжелое углеводородное сырье характеризуется большим содержанием высококипящих фракций, в состав которых входят смолы и асфальтены (до 35 % на сырье), отвечающие за высокую вязкость и плотность сырья и концентрирующие в своем составе значительные количества металлов (до 1000 г/т на сырье) и гетероатомов. Кроме высокой плотности для тяжелых нефтей характерно высокое, более 8 %, значение индекса коксумости (CCR) [2].

Целью данной работы являлось получение дополнительного количества светлых фракций за счет деструкции высокомолекулярных компонентов тяжелых нефтей при каталитическом крекинге в присутствии порошка NiCrWC.

В качестве объекта исследования взяты нефти Ашальчинского (АН) и Кармальского (КН) месторождений, данные объекты являются высокосернистыми (4,7 и 3,7 %), с высоким содержанием высокомолекулярных соединений (более 30 % мас.). По данным фракционного состава стоит отметить низкое содержания фракций, выкипающих до 360 °С, для ашальчинской нефти – 32,5 %, для кармальской – 41,3 % мас. В качестве каталитической добавки использовали порошок карбида вольфрама и нихрома (Рис.) [3]. Каталитический крекинг нефтей проводился в автоклавах объемом 12 см<sup>3</sup> при температуре 450 °С и продолжительности 100 минут в среде аргона. Навеску NiCrWC варьировали от 0,01 до 0,20 % мас. относительно навески сырья.

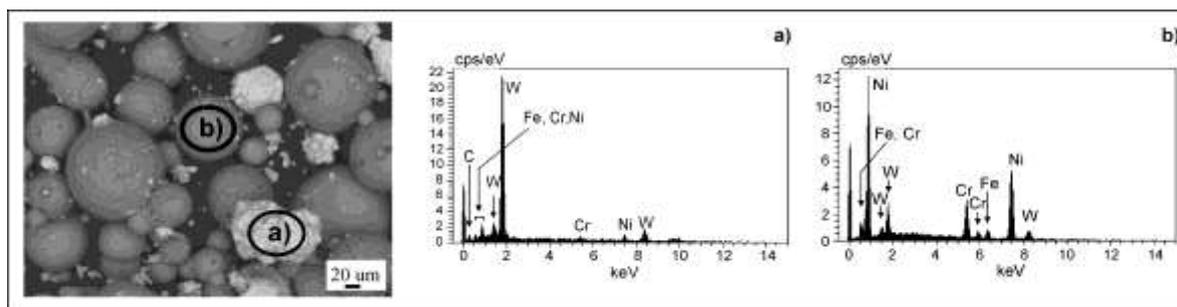


Рис. СЭМ-снимки катализатора NiCrWC и энергодисперсионные рентгеновские спектры отмеченных областей: а) частицы карбида вольфрама; б) частицы нихрома

Полученные результаты (таблица 1) показали, что добавка уже 0,01 % катализатора приводит к существенному увеличению выхода светлых фракций. Увеличение выхода светлых продуктов наблюдается при добавке катализатора в количествах от 0,01 до 0,10 %, дальнейшее повышение количества добавки является неэффективным. Установлено, что для обеих нефтей при использовании NiCrWC наблюдается увеличение выхода светлых дистиллятов (бензиновых и дизельных) за счет деструкции компонентов фракций, выкипающих выше 360 °С (таблица 1). Для КН выход светлых фракций при добавке 0,01 % составил 70,9 % (прирост 29,6 % мас.), а при 0,10 % – 31,7 % мас. При крекинге АН введение 0,01 % добавки позволяет получить дополнительно 25,5 % мас. бензиновых и 10,3 % мас дизельных фракций. С увеличением количества добавки снижается содержание серы в жидких продуктах, что, возможно, связано с переходом СС в состав газообразных и твердых продуктов, выход которых увеличивается. Максимальное снижение серы для КН– 28,6 % отн. наблюдается при добавлении 0,10 % мас. катализатора, а для АН 42,1 % отн при добавлении 0,01 % мас. катализатора.

Таблица 1

Состав продуктов термического и каталитического крекинга тяжелых нефтей

Показатель	КН				АН			
	И*	ТК*	КК*, % мас.		И*	ТК*	КК*, % мас.	
			0,01	0,10			0,01	0,10
НК-200 °С	6,7	12,7	22,8	21,6	4,6	7,7	26,2	30,1
200-360 °С	34,6	39,4	48,1	51,4	27,9	30,1	37,0	38,2
НК-360 °С	41,3	52,1	70,9	73,0	32,5	37,8	63,2	68,3
>360 °С	58,7	44,1	24,5	21,0	67,5	59,4	28,2	21,4
Газ	0,0	1,8	3,7	4,6	0,0	1,0	5,2	8,7
Кокс	0,0	2,0	0,9	1,4	0,0	1,8	3,4	1,8
Содержание S	3,65	3,34	3,20	2,61	4,74	4,16	2,74	3,14
ρ, г/см <sup>3</sup>	955,9	948,4	931,6	926,2	978,1	969,2	921,2	929,6

И - исходная, ТК-термический крекинг, КК- каталитический крекинг

Установлено, что добавка 0,10 % мас. NiCrWC способствует изменению направленности протекающих реакций при безводородном крекинге тяжелых нефтей с преобладающих реакций конденсации при термкрекинге на преобладание реакций деструкции пре крекинге в присутствии NiCrWC. Это изменение обусловлено следующими данными: замедлением образования продуктов уплотнения, за счет увеличения деструкции асфальтенов, глубокой деструкции высокомолекулярных компонентов нефти и увеличению выхода газообразных продуктов и бензиновых и дизельных фракций.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (Проект № FWRN-2021-0005).

#### Литература

1. Castaneda L. C., Munoz J. A. D., Ancheyta J. Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils // Catalysis Today. – 2014. – Т. 220. – С. 248-273.
2. Maity S. K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review // Energy & Fuels. – 2010. – Т. 24. – № 5. – С. 2809-2816.
3. Sviridenko N. N. et al. Upgrading of heavy crude oil by thermal and catalytic cracking in the presence of NiCr/WC catalyst // Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. – 2020. – Т. 112. – С. 97-105.

### РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ ПРЕВРАЩЕНИЙ

Сладков М.Ю., Волков М.А., Долганов И.М.

Научный руководитель к.т.н. И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, увеличение глубины переработки нефти реализуется за счет вовлечения тяжелых нефтяных остатках во вторичных процессах нефтепереработки, таких как мазут, гудрон и т.д. Тяжелые нефтяные остатки используются в качестве сырья в различных процессах, одним из которых является замедленное коксование. Замедленное коксование представляет собой технологию некаталитического крекинга тяжелых нефтепродуктов в необогреваемых камерах.

Целью данной работы является разработка математической модели, обладающей прогнозирующей способностью. Для реализации данной модели была выбрана схема превращения, представленная в работе [1]. Согласно предложенной схеме, поступающее на установку сырье разделено на компоненты SARA (парафины, ароматика, смолы, асфальтены). При этом продуктами являются топливный газ C1-C2, СУГ C3-C4 (сжиженные углеводороды), нафта коксования C5-180 °С, дизельная фракция 180-365 °С, тяжелый газойль коксования 365+ °С, нефтяной кокс.

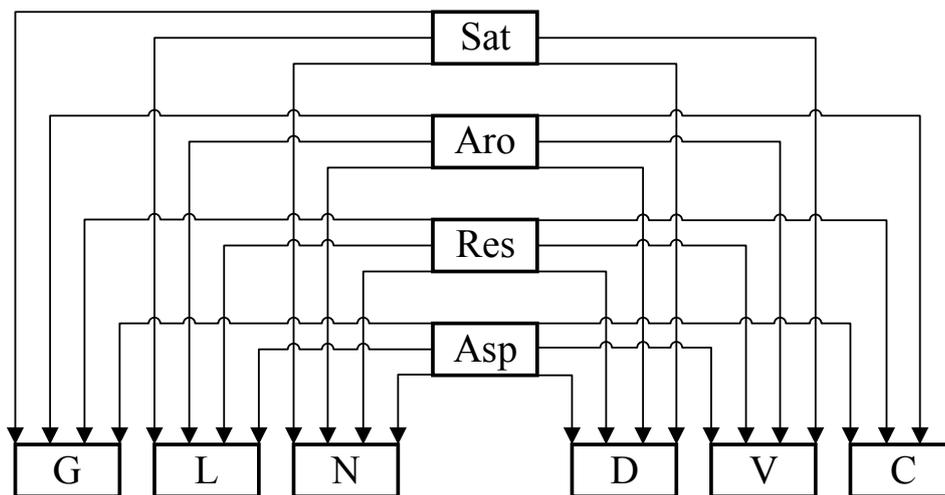


Рис. 1. Схема превращения с 10-лупр-компонентами процесса замедленного коксования  
G - Газ (C1-C2); L - СУГ (C3-C4); N - Нафта коксования (C5 - 180 °С); D - Дизельная фракция, или легкой газойль 180 - 365 °С; V - Тяжелый газойль 365+ °С; C - Кокс. Sat - парафины; Aro - ароматические углеводороды; Res - смолы; Asp - асфальтены

На основе схемы (рисунок 1) была составлена система уравнений скорости изменения концентрации исходного сырья и продуктов от времени. Приняты значения мольных долей компонентов сырья: Sat = 0,2305; Aro = 0,3318; Res = 0,3507; Asp = 0,0869. В качестве модели реактора была принята модель реактора идеального смешения.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dC_G}{dt} = W_{SG} + W_{AG} + W_{RG} + W_{BG} \\ \frac{dC_L}{dt} = W_{SL} + W_{AL} + W_{RL} + W_{BL} \\ \frac{dC_N}{dt} = W_{SN} + W_{AN} + W_{RN} + W_{BN} \\ \frac{dC_D}{dt} = W_{SD} + W_{AD} + W_{RD} + W_{BD} \\ \frac{dC_V}{dt} = W_{SV} + W_{AV} + W_{RV} + W_{BV} \\ \frac{dC_C}{dt} = W_{AC} + W_{RC} + W_{BC} \\ \frac{dC_S}{dt} = -W_{SG} - W_{SL} - W_{SN} - W_{SD} - W_{SV} \\ \frac{dC_A}{dt} = -W_{AG} - W_{AL} - W_{AN} - W_{AD} - W_{AV} - W_{AC} \\ \frac{dC_R}{dt} = -W_{RG} - W_{RL} - W_{RN} - W_{RD} - W_{RV} - W_{RC} \\ \frac{dC_B}{dt} = -W_{BG} - W_{BL} - W_{BN} - W_{BD} - W_{BV} - W_{BC} \end{array} \right. \quad \#(1)$$

где  $\frac{dc_i}{dt}$  – изменение концентрации i-го компонента во времени;  $W_i$  – скорость реакции согласно схеме превращений.

Скорость изменения вещества рассчитывается с помощью уравнения констант скоростей и концентраций

$$W_i = \kappa_i \cdot C_i \quad \#(2)$$

где  $W_i$  – скорость i-ой реакции;  $\kappa_i$  – константа скорости, рассчитываемая по уравнению Аррениуса;  $C_i$  – концентрация исходного компонента.

Исследуя кинетику реакций, были получены зависимости выхода продуктов реакций от температуры. Верификация модели проводилась на основе полученных производственных данных. Ошибка результатов расчета в диапазоне температур 480-510 °С составила не более 3 %.

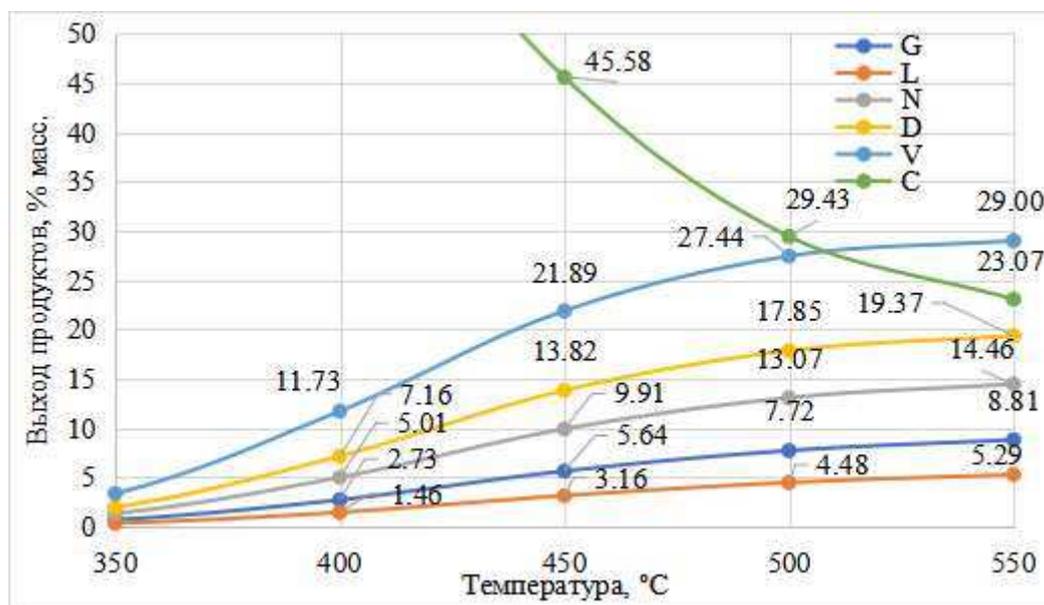


Рис. 2. График зависимости выхода продуктов процесса замедленного коксования от температуры

Таким образом, предложенная модель процесса замедленного коксования рассчитывает выход продуктов. Дальнейшая разработка модели направлена на уточнения характеристики тяжелых остатков, разработки модуля, описывающего кратность циркуляции, получение серосодержащих компонентов.

#### Литература

1. Yang M. L. et al. Industrial delayed coking process optimization on the basis of lumped kinetic model // Petroleum science and technology. – 2016. – Т. 34. – № 10. – С. 898-902.

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ РАЗБИЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ НА ПСЕВДОКОМПОНЕНТЫ**

**Сладков Д.Ю.**

Научный руководитель доцент В.А. Чузлов

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

В моделировании нефтегазохимических процессов так или иначе встает вопрос характеристики многокомпонентных смесей. В определенных случаях возможно применение физико-химических и термодинамические свойства всех компонентов, составляющих какую-либо углеводородную многокомпонентную смесь. Однако в ряде случаев это не представляется возможным, тогда необходима декомпозиция непрерывной многокомпонентной смеси на псевдокомпоненты, которая носит достаточно условный характер и основывается на данных о фракционном составе смеси, а процедура расчета физико-химических свойств отдельных псевдокомпонентов приобретает особое значение.

Основной и минимально необходимой характеристикой псевдокомпонента температура кипения, которая является средней для заданного интервала температур кипения. Однако, одного лишь значения температура недостаточно для описания фракции в полной мере, поскольку в таком случае она не учитываются особенности состава. Молекулярная масса, плотность позволяют учесть отклонение псевдохарактеристических констант от получаемых из вероятного углеводородного состава для фракций она основаны кривой ИТК. Для получения кривых свойств на основании температур кипения, а также средних значений свойств фракции при их наличии, используя различные эмпирические корреляции, часть из них представлена в таблице 1.

*Таблица 1*

*Корреляции расчета свойств псевдокомпонентов*

Свойство	Методика/корреляция [1-4]
Молекулярная масса	TWU, Lee-Kesler, Peng-Robinson, Katz-Firoozabadi, API, Katz-Nokay, Whitson, Riazi-Daubert, Bergman, PNA, Goossens
Плотность	Katz-Firoozabadi, Bergman, Lee-Kesler, PNA, Yarborough, Constant Watson K,
Критическая температура	TWU, Lee-Kesler, Rowe, Mokay, Peng-Robinson, Edmister, Bergman, Cavett, Riazi-Daubert и др.
Критическое давление	TWU, Lee-Kesler, Rowe, Lynderson, Peng-Robinson, Edmister, Bergman, Cavett, Riazi-Daubert и др.
Критический объем	TWU, Lee-Kesler, Peng-Robinson, Edmister, Bergman, Cavett, Riazi-Daubert и др.
Ацентрический фактор	Lee-Kesler, Peng-Robinson, Edmister, Bergman
Энтальпия	Lee-Kesler, Cavett, Fallon-Watson

Для характеристики смеси с помощью псевдокомпонентов необходимо разбить кривую кипения на N интервалов (в соответствии с ожидаемым числом псевдокомпонентов) по оси температур кипения и на каждом интервале найти среднее значение температур кипения с учетом долей отгона. Для это необходимо осуществить определенное интегрирование функции кривой кипения.

$$T_{cp}(x) = \frac{1}{b-a} \int_a^b f(x) dx, \quad \#(1)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура кипения, К;  $a$  и  $b$  – интервал интегрирования,  $x$  – доля отгона.

Однако функция применяемая функция Riazi-Daubert [3], описывающая кривую кипения, имеет следующий вид:

$$\frac{T - T_{нк}}{T} = \left[ \frac{A}{B} * \ln \left( \frac{1}{1-x} \right) \right]^{\frac{1}{B}}, \quad \#(2)$$

где  $T_{нк}$  – температура начала кипения, К;  $T$  – температура кипения, К;  $A$  и  $B$  – коэффициенты.

При выражении значения температуры ( $T$ ) в уравнении (2) и последующем интегрировании в уравнении (1), получаем весьма сложный вид полученной функции, в которой присутствует функция Гаусса. Тогда более простым путем является применение численных методов для решения данной задачи.

Далее непосредственно осуществляется расчёт физико-химических и критических свойств по методикам, представленным в таблице 1, выбор методики и алгоритм расчета зависит от набора исходных данных, а также специфики описываемой фракции. Ряд методик имеет ограниченное применение, например применим только для относительно легких фракций с молекулярной массой не более 400.

Основываясь на вышеизложенных методиках, был разработан программный алгоритм для разбиения углеводородных фракций на псевдокомпоненты. В таблице 2 представлен пример разбиения сырья процесса гидрокрекинга – вакуумного газойля: температура начала кипения – 312 °С; 50 % точка кипения – 448 °С;

## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

температура конца кипения – 537 °С; средняя молекулярная масса – 363,8 г/моль; плотность при 50 °С - 891,3 кг/м<sup>3</sup>; динамическая вязкость при 50 °С - 31,45 мПа\*с.

**Таблица 2**

**Пример расчета свойств псевдокомпонентов**

Имя компонента	Содержание, % мол.	T <sub>кип</sub> , °С	ММ, г/моль	Плотность, кг/м <sup>3</sup> (15,5 °С)	Вязкость, сП (38 °С)	T <sub>с</sub> , °С	P <sub>с</sub> , кПа	Ацентрический фактор
NBP_322	0,04	322,3	265,7	859,2	4,9104	505,2	15,71	0,6510
NBP_335	0,39	335,2	278,4	864,5	6,0074	516,8	15,14	0,6874
NBP_349	1,30	349,6	293,0	870,3	7,5876	529,6	14,54	0,7298
NBP_364	2,83	364,4	308,4	876,0	9,7446	542,6	13,95	0,7752
NBP_379	4,97	379,3	324,4	881,7	12,6903	555,6	13,38	0,8232
NBP_394	7,52	394,3	340,8	887,2	16,7580	568,5	12,83	0,8735
NBP_409	10,10	409,3	357,7	892,6	22,4591	581,4	12,30	0,9263
NBP_424	12,21	424,3	374,9	897,8	30,5886	594,1	11,80	0,9578
NBP_439	13,33	439,3	392,5	902,9	42,4092	606,8	11,33	0,9918
NBP_454	13,12	454,3	410,4	908,0	59,9783	619,4	10,87	1,0254
NBP_469	11,58	469,3	428,6	912,9	86,7454	631,9	10,43	1,0585
NBP_484	9,11	484,3	447,1	917,7	128,6843	644,4	10,02	1,0911
NBP_499	6,32	499,3	465,8	922,4	196,5228	656,8	9,62	1,1231
NBP_514	3,82	514,2	484,7	927,1	310,3404	669,2	9,24	1,1546
NBP_529	2,00	529,1	503,8	931,6	508,7657	681,4	8,88	1,1854
NBP_544	1,36	544,6	523,8	936,3	893,2731	694,2	8,52	1,2168

Разработанный модуль позволяет получать кривые свойств отдельной пробы (расчет свойств по долям отгона пробы), создавать смеси из 1 или более проб, получать общие кривой свойств смеси (в случае двух или более проб), разбивать смеси на псевдокомпоненты и осуществлять расчет свойств псевдокомпонентов. Что позволяет в последствии использовать рассчитываемые компоненты в моделировании различных нефтегазохимических процессов.

### Литература

1. Firoozabadi, A., Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs / A. Firoozabadi. – New York: McGraw Hill, 1999. – 355 p.
2. Kesler, M. G. and Lee, B. I., Improve Prediction of Enthalpy of Fractions // Hydrocarbon Processing. – 1976. – V. 55. – p. 153-158.
3. Riazi M. R. Characterization and Properties of Petroleum Fractions / M. R. Riazi. – Philadelphia: ASTM International, 2005. – 401 p.
4. Twu, C.H. Internally consistent correlation for predicting liquid viscosities of petroleum fractions // Ind. Eng. Chem. Proc. Des. Dev. – 1985. – V. 24. – p. 1293-1297.

**КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СОСТАВА ШЛАМОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ СИНТЕЗЕ  
МОЮЩЕ-ДИСПЕРГИРУЮЩИХ ПРИСАДОК СУЛЬФОНАТНОГО ТИПА**

**Стельмах Е.А., Беляй Т.Л.**

Научный руководитель доцент Ю.А. Булавка

Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой, г. Новополоцк, Беларусь

Рациональное использование отходов производства, является ключевой экологической проблемой в современном мире, закреплённой 12-ой целью устойчивого развития ООН, предусматривающей разработку моделей вторичного потребления отходов для перехода к циркулярной экономике [2]. В производствах сульфонатных присадок к смазочным маслам образуется тысячи тонн шлама, представляющего собой мелкодисперсную систему с плотностью 920...1200 кг/м<sup>3</sup> от светло-коричневого до черного цвета, содержащую присадку (до 30 % масс.), сульфат кальция (до 30 % масс.), карбонат кальция (до 40 % масс.), гидроксид кальция (до 3 % масс.) и воду. Только на трех нефтеперерабатывающих заводах (Новокуйбышевском, Уфимском и Омском) шлам образуется в объемах более 50 тыс. т/год и является многотоннажным отходом [1].

В качестве объекта исследования выбран шлам, образующихся при синтезе моюще-диспергирующих присадок сульфонатного типа выпускаемый ООО «ЭддиТек» (Беларусь) под маркой «концентрат кальциевых соединений» (**ККС**) согласно ТУ ВУ 390401182.046-2016. Концентрат кальциевых соединений может применяться в качестве компонента для производства дорожных герметизирующих и гидроизоляционных мастик, модифицированных битумов и асфальтобетонных смесей на их основе, а также наплавливаемых кровельных материалов. Нормативные требования к концентрату кальциевых соединений приведены в таблице.

Таблица

*Нормативные требования к концентрату кальциевых соединений*

Показатели	Минимум	Типовое значение	Максимум
Температура вспышки в открытом тигле, °С	150	165	-
Вязкость условная при 80 °С, с	-	55	-
Массовая доля воды, %	-	0,30	0,40

Для исследования использовали три моюще-диспергирующих присадки сульфонатного типа выпускаемых в ООО «ЭддиТек»: **НССК-30** (производимая по ТУ ВУ 390401182-022-2011), представляющая собой растворенный нейтральный синтетический сульфонат кальция в минеральном масле; **С-150** (производимая по ТУ ВУ 38.101685-84) представляющая собой растворенный среднещелочной синтетический сульфонат кальция в минеральном масле; **ССК-400** (производимая по ТУ ВУ 390401182.022-2011), представляющая собой растворенный высокощелочной синтетический сульфонат кальция в минеральном масле.

Молекулярное строение образцов моюще-диспергирующих присадок сульфонатного типа, выпускаемых в ООО «ЭддиТек» (Беларусь), а также шламов, образующихся при их синтезе изучали при помощи ИК-спектрометра Фурье Кауасап. ИК – спектры исследуемых образцов приведены на рисунке. По результатам ИК-спектральных исследований присадок и шлама получены следующие сведения об их структурно-групповом составе: полосы поглощения при частотах 2921 и 2861 см<sup>-1</sup> указывают на симметричные и асимметричные валентные колебания СН<sub>2</sub>- и СН<sub>3</sub>-групп, что характерно для алканов; полоса поглощения при частоте 1431 см<sup>-1</sup> – ножничные деформационные колебания –СН<sub>3</sub>- и асимметричные деформационные колебания связей С-Н ароматического ряда; полоса поглощения при частоте – 1318 см<sup>-1</sup> - деформационные колебания –СН<sub>3</sub>- и деформационные колебания связей С-Н в концевой группе S-СН<sub>3</sub>; полосы поглощения при частотах 1190 см<sup>-1</sup> и – 1047 см<sup>-1</sup> - валентные колебания связи С–О (признак сульфокислоты); полоса поглощения при частоте – 865 см<sup>-1</sup> – деформационные колебания связей С-Н ароматического ряда; полоса поглощения при частоте – 709 см<sup>-1</sup> – деформационные колебания связей С-Н в концевой метиленовой группе НСR=СR'Н цис-. Наличие карбоната кальция, имеющего некристаллическую (аморфную) структуру, подтверждается полосой поглощения 860 см<sup>-1</sup>, характерный для аморфного СаСО<sub>3</sub>. В целом, результаты анализа структурно-группового состава моюще-диспергирующих присадок и шламов подтверждают их базовый сосав – ароматические углеводороды, сульфонаты, сульфат и карбонат кальция.

Выполненный анализ динамики изменения физико-химических свойств (температуры вспышки в открытом тигле, условной вязкости и массовой доли воды) шламов, образующихся при синтезе моюще-диспергирующих присадок сульфонатного типа (ККС) в ООО «ЭддиТек» позволил установить следующее:

1. Результаты анализа динамики изменения температуры вспышки в открытом тигле ККС в зависимости от выпускаемой партии за полуторогодовой период наблюдения показали, что в целом качество продукта по данному показателю поддерживается на стабильном уровне с температуры вспышки в открытом тигле выше 150 °С, однако регистрируется периоды (около 30 % анализируемых проб) с выпуском брака обусловленные недостаточной отпаркой растворителя (толуола).

2. Результаты анализа динамика изменения условной вязкости при 80 °С ККС в зависимости от выпускаемой партии за полуторогодовой период наблюдения показали, что исследуемый параметр изменяется в достаточно широких пределах от 12 до 240 с, что обусловлено различным остаточным содержанием присадки и растворителя.

3. Результаты анализа динамика изменения массовой доли воды в ККС в зависимости от выпускаемой партии за полуторогодовой период наблюдения показали, что исследуемый параметр на стабильном уровне, минимально изменяется в пределах от 0,27 до 0,5 % масс., что обусловлено различной степенью отпарки воды.

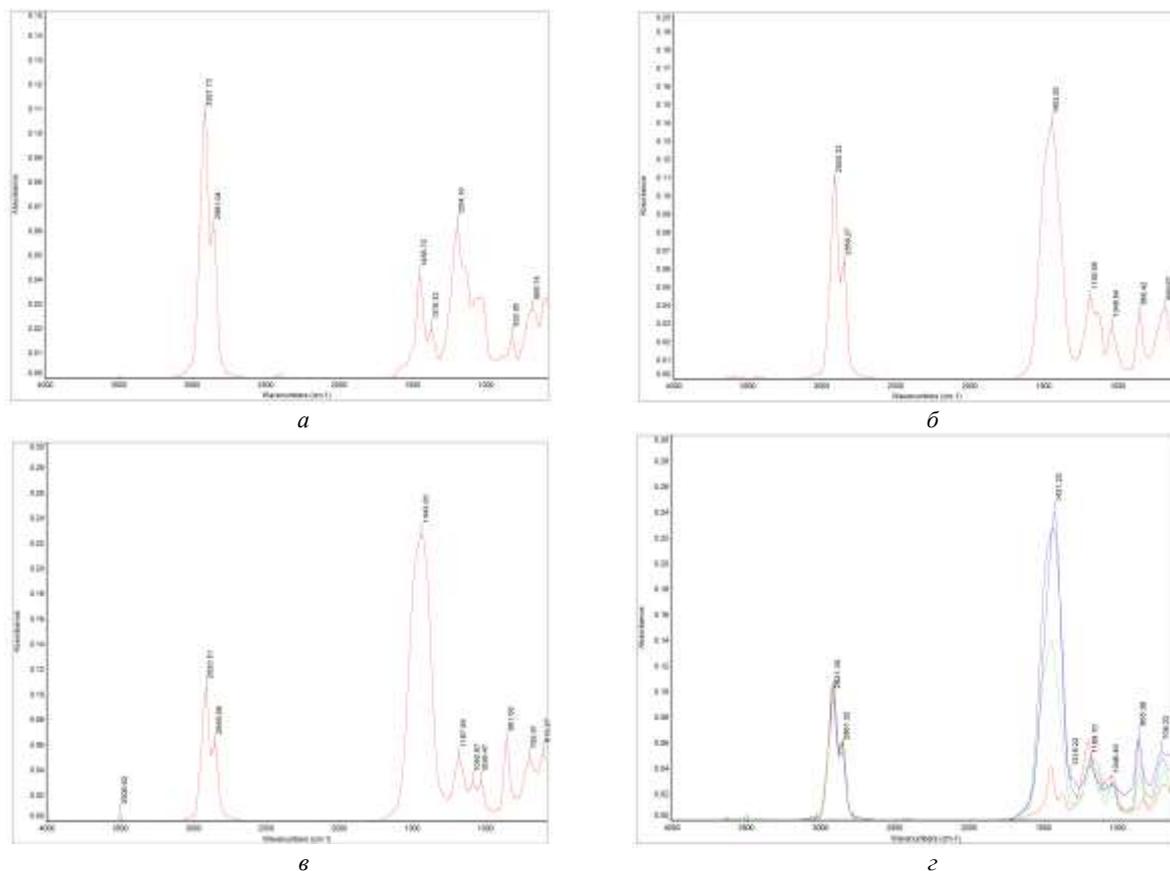


Рис. ИК – спектры: а - присадка НССК-30; б - присадка С-150; в - присадка ССК400; г- шламы ККС

В целом, физико-химические свойства ККС поддерживаются на стабильном уровне от партии к партии, однако регистрируются периоды с выпуском брака обусловленные недостаточной отпаркой растворителя (толуола). Данный факт необходимо учитывать при его использовании в составе битумных материалов. Вместе с тем, модифицирование ККС битумных материалов будет способствовать увеличению долговечности, эластичности, окислительной стабильности, теплостойкости товарного продукта за счет высокого остаточного содержания присадки (до 30 % масс.), обладающей детергентно-диспергирующими, антиокислительными и нейтрализующими свойствами.

Исследования выполнены в рамках гранта № 0324 по научно-исследовательской работе: «Разработка способа рационального использования нефтяных шламов в производстве битумных материалов» (конкурс научно-исследовательских работ докторантов, аспирантов, соискателей и студентов для их выполнения за счет средств республиканского бюджета, предусмотренных на выделение грантов Министерством образования Республики Беларусь на 2024 год).

#### Литература

1. Булавка Ю. А. и др. Модифицирование битумных вяжущих отходами нефтехимии // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. – 2023. – № 2 (48). – С. 75-79.
2. Якубовский С. Ф. и др. Получение на основе отходов производства синтетических волокон модифицирующей добавки для строительных смесей // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. – 2023. – № 2 (48). – С. 80-85.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ СО СТАЦИОНАРНЫМ СЛОЕМ КАТАЛИЗАТОРА**

**Тажмуликов Д.Б.<sup>1</sup>, Пчелинцева И.В.<sup>1,2</sup>, Чузлов В.А.<sup>1</sup>**

Научные руководители: к.т.н., доцент Е.С. Чернякова, д.т.н., профессор Е.Н. Ивашкина

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>НОУ «Академия инжиниринга нефтяных и газовых месторождений», г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензинов был и остается одним из основных процессов по улучшению октановых характеристик моторных топлив [1, 2]. Основу процесса составляют целевые реакции дегидрирования нафтенов и дегидроциклизации парафинов до ароматических углеводородов, которые способствуют повышению октанового числа продукта. Помимо целевых, в процессе протекают побочные реакции гидрокрекинга алканов и конденсации ароматических структур, в результате чего образуются продукты уплотнения и кокс, приводящие к дезактивации катализатора [1, 3]. Классическим сырьем риформинга является прямогонная нефтя 85–180°C, но возможно вовлечение потоков вторичного происхождения (бензиновых фракций термодеструктивных процессов, нефти гидрокрекинга, газового конденсата). Перечисленные варианты характеризуются высоким содержанием олефиновых углеводородов, которые при технологических условиях риформинга склонны к образованию высокомолекулярных соединений – предшественников кокса, блокирующего активные центры катализатора [1].

В Томском политехническом университете в рамках научной школы профессоров А.В. Кравцова и Э.Д. Иванчиной была разработана и успешно применяется для исследования и прогнозирования показателей процесса каталитического риформинга математическая модель, учитывающая превращения 69 индивидуальных углеводородов и их групп [3]. Возможность вовлечения в переработку сырья вторичного происхождения обуславливает необходимость совершенствования реакционной схемы и существующей модели. Таким образом, целью данного исследования стала разработка реакционной схемы процесса каталитического риформинга бензиновых фракций различного происхождения и создание на ее основе кинетической модели для расширенного списка реакций и компонентов.

Первым этапом исследований стало определение состава сырьевых потоков, которые могут быть направлены на переработку на установках риформинга (Таблица 1). Для сравнения были выбраны экспериментальные образцы гидроочищенной нефти риформинга с разных промышленных установок (образцы 1–5), тяжелая нефтя с установки гидрокрекинга (образец 6), а также образцы нефти газоконденсатных месторождений (образец 7) с целью расширения сырьевой базы компонентов. Индивидуальный и групповой состав представленных образцов был исследован методом газовой хроматографии в соответствии с [4]. Установлено, сырье риформинга может содержать в своем составе олефиновые углеводороды (0,10–0,81 % масс.).

**Таблица 1**

**Распределение углеводородов по количеству атомов углерода внутри группы углеводородов бензиновой фракции**

Группы углеводородов <sup>1</sup>	Содержание углеводородов, % масс.						
	Сырьё 1	Сырьё 2	Сырьё 3	Сырьё 4	Сырьё 5	Сырьё 6	Сырьё 7
Алканы нормального строения							
н-П <sub>1</sub> –н-П <sub>4</sub>	–	–	–	0,08	–	–	6,37
н-П <sub>5</sub> –н-П <sub>8</sub>	16,0	15,0	17,4	14,8	14,7	9,38	21,99
н-П <sub>9</sub> –н-П <sub>11</sub>	7,71	10,07	5,11	5,05	5,96	0,42	2,07
н-П <sub>12+</sub>	0,01	0,03	0,01	0,02	0,04	–	0,16
Алканы изомерного строения							
и-П <sub>4</sub>	–	–	–	0,01	–	–	2,10
и-П <sub>5</sub> –и-П <sub>8</sub>	12,7	13,9	16,7	15,1	14,3	30,64	24,35
и-П <sub>9</sub> –и-П <sub>11</sub>	15,97	18,71	10,62	13,8	9,83	7,46	4,38
и-П <sub>12+</sub>	0,02	–	–	–	0,06	–	0,02
Алканы циклического строения							
Н <sub>5</sub>	–	–	0,44	0,41	–	0,04	0,80
Н <sub>6</sub>	0,06	3,12	7,21	3,40	4,62	4,87	8,37
Н <sub>7</sub> –Н <sub>8</sub>	27,6	15,1	25,8	23,2	27,7	37,48	19,44
Н <sub>9</sub> –Н <sub>12</sub>	8,09	12,1	7,91	8,76	10,8	3,79	1,67
Ароматические углеводороды							
А <sub>6</sub>	0,01	0,38	0,33	0,37	0,14	0,40	0,52
А <sub>7</sub> –А <sub>8</sub>	7,09	6,10	4,88	8,69	6,48	5,08	5,02
А <sub>9</sub> –А <sub>11</sub>	4,22	5,24	3,44	5,89	4,23	0,30	1,40
А <sub>12+</sub>	0,01	–	0,01	–	0,04	–	0,11
Олефиновые углеводороды							
О <sub>6</sub> –О <sub>12</sub>	0,11	0,10	–	0,49	0,25	0,14	0,81

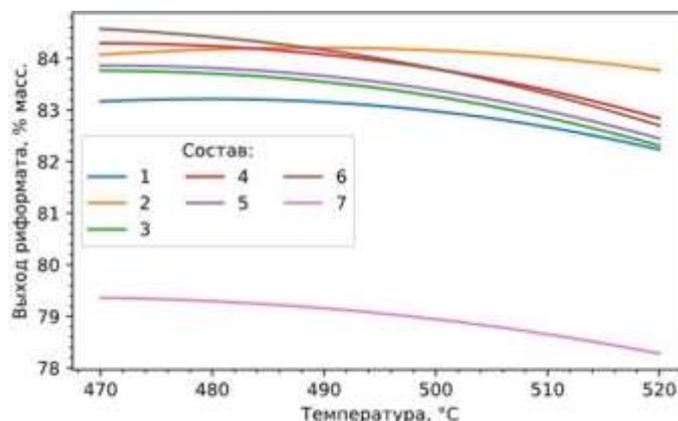
<sup>1</sup>Здесь н-П<sub>j</sub> – нормальные алканы, и-П<sub>j</sub> – алканы изомерного строения, Н<sub>j</sub> – нафтены (циклоалканы), А<sub>j</sub> – ароматические углеводороды, О<sub>j</sub> – олефиновые углеводороды

Опираясь на полученные результаты, был составлен список химических реакций с участием компонентов С<sub>1</sub>–С<sub>12</sub>, который содержит 200 реакций с участием 51 компонента. В схему превращений были включены реакции деалкилирования нафтенов, дегидрирования парафинов до олефинов, гидрокрекинг нормальных и изомерных парафинов с уменьшением длины цепи, гидрирования олефинов до парафинов с участием компонентов

## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

с углеводородами до C12. Также в схеме отражено участие олефинов в реакциях полимеризации и конденсации, приводящих к образованию кокса на катализаторе.

После этапа разработки расширенной формализованной схемы превращений по справочным данным [5] был выполнен расчет термодинамических параметров рассматриваемых реакций и компонентов. Затем согласно новой схеме превращений были составлены кинетических уравнений реакций, сформированы матрица реакций и уравнение модели реактора. Вычисление констант скоростей производилось по уравнению Аррениуса. Для реализации усовершенствованной модели использована интерпретируемая среда программирования Python. Далее с использованием модели было исследовано влияние температуры на выход риформата (рис. 1).



**Рис. 1. Зависимость выхода риформата от температуры (расчет по модели)**

Анализируя результаты, представленных на рисунке 1, видно, что при увеличении температуры на входе в реакторный блок выход риформата снижается, что объясняется усилением побочных реакций образования легких углеводородных газов в реакциях гидрокрекинга. Низкий выход риформата (79 % масс.) для сырья 7 обусловлен повышенным содержанием легких парафинов, тогда как при переработке нефти гидрокрекинга (сырья 6) достигается высокий выход продукта (до 85 % масс.), что подтверждает благоприятный вклад такого сырья в показатели процесса риформинга. В качестве сравнительной оценки двух математических моделей выполнены расчеты состава риформата при условии переработки одного типа сырья и прочих равных технологических условиях (Таблица 2).

**Таблица 2**

**Сравнительная характеристика двух математических моделей (Э – экспериментальные данные, P1 – расчетные данные по модели [3], P2 – расчетные данные по усовершенствованной модели)<sup>2</sup>**

Компоненты фракции	Распределение компонентов по углеводородным группам, % масс.											
	н-алканы			изоалканы			арены			нафтены		
	Э	P1	P2	Э	P1	P2	Э	P1	P2	Э	P1	P2
C <sub>9</sub>	0,29	0,32	0,30	0,92	0,62	0,87	9,95	12,39	10,1	0,71	0,65	0,69
C <sub>10</sub>	0,04	0,16	0,07	0,20	0,08	0,21	2,59	3,10	2,67	0,00	0,05	0,00
C <sub>11</sub>	0,01	-	0,01	0,02	-	0,01	0,44	-	0,39	0,00	-	0,00
C <sub>12</sub>	0,01	-	0,02	0,00	-	0,00	0,38	-	0,42	0,04	-	0,03

<sup>2</sup>Условия проведения расчетов: T = 470,6°C, P = 25,1 кгс/см<sup>2</sup>, расход сырья = 152 м<sup>3</sup>/ч, расход ЦВСГ = 197500 нм<sup>3</sup>/час. Состав сырья: н-алканы – 20,6 % масс., изоалканы – 24,1 % масс., нафтены – 43,1 % масс., ароматика – 11,1 % масс.).

Расчеты показали, что новая математическая модель, учитывающая более значительный набор химических реакций с участием C<sub>9+</sub> компонентов, оказалась более чувствительной к составу риформата в отношении более тяжелых углеводородов. В то время, как ранее разработанная модель [3] позволяет рассчитывать лишь укрупненный состав C<sub>9+</sub> без определения содержания углеводородного ряда покомпонентно.

Исследования выполнены при поддержке Российского научного фонда, проект № 19-71-10015-п.

### Литература

1. Rahimpour M. R., Jafari M., Iranshahi D. Progress in catalytic naphtha reforming process: A review // Applied energy. – 2013. – Т. 109. – С. 79-93.
2. World Oil Outlook 2023 Organization of the Petroleum Exporting Countries. URL: <https://wo.opec.org/pdf-download/>
3. Ivanchina E. et al. Mathematical modeling and optimization of semi-regenerative catalytic reforming of naphtha // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. – 2021. – Т. 76. – С. 64.
4. ГОСТ Р 52714-2018. Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии – М.: Стандартинформ, 2018. – 11 с.
5. Сталл Д. Вестрам Э. Зинке Г. Химическая термодинамика органических соединений // М.: Издательство «Мир». – 1971.

**ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРЫ НАЧАЛА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

**Теркина А.К.**

Научный руководитель доцент И.М. Долганов

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

Образование газовых гидратов представляет серьезную проблему в нефтегазовой отрасли. Гидраты образуются в трубопроводах и техническом оборудовании в условиях низких температур и высоких давлений. Первая проблема, с которой сталкиваются предприятия, это закупорка трубопроводов. Газовые гидраты могут привести к полной остановке потока газа или жидкости, что вызывает значительные простои и потери в производственной эффективности. Кроме того, образование гидратов уменьшает поперечное сечение трубы, что приводит к повышению давления потока. Это может вызвать нежелательные напряжения на стенках трубопровода, что увеличит вероятность аварийных ситуаций. Гидраты могут вызывать коррозию и износ, что приводит к необходимости ремонта или замены оборудования. Наконец, присутствие гидратов может ухудшить качество конечной продукции из-за примесей и нестабильности процессов обработки. Таким образом, эффективное определение параметров образования газовых гидратов в нефтегазовой промышленности является ключевым аспектом обеспечения безопасности и эффективности производственных процессов.

Цель исследования заключается в разработке математической модели, которая позволит прогнозировать температуру, при которой начинается образование гидратов. На сегодняшний день существует множество методов расчета PVT-параметров, и в данной работе рассмотрен один из них, который подробно описан и скорректирован в статье О.В. Калашникова, а именно, метод Макагона-Скалахо, основная корреляция которого имеет вид [1]:

$$\lg P = \beta + \alpha (t_r + kt_r^2),$$

здесь P – давление (бар),  $t_r$  – температура образования гидратов (°C),  $\alpha$  – постоянный коэффициент, а  $\beta$  и k – коэффициенты, определяемые интерполяцией по относительной плотности смеси.

Первая методика, по которой ведется расчет – методика МС. Вычисление температуры производится по уравнению, представленному выше, при условии, что  $\alpha = 0,0497$ . Вторая методика – МС-К – отличается от предыдущей пересчетом параметра относительной плотности с использованием эквивалентных значений индивидуальных веществ, при допущении о неизменяющемся значении величины k. Третья методика основывается на учете корреляций для гидратов двух структур.

Так, для гидратов первой структуры:

$$\left(1 + (4.8[CH_4] + 150[H_2S] + 1.5[N_2])p_{св}\right)^{\frac{1}{3}} = \frac{1}{p_{св}} \left( \frac{[CH_4]}{6.16} + \frac{[H_2S]}{0.236} + \frac{[N_2]}{55} + \frac{[CO_2]}{1.25} + \frac{[C_2H_6]}{0.526} \right),$$

здесь [N] – молярная концентрация компонента в смеси, где N – компонент газовой смеси,  $p_{св}$  – давление гидратообразования при 0 °C.

Для гидратов второй структуры:

$$\left(1 + (2.4[CH_4] + 45[H_2S] + 0.96[N_2] + 1.4[CO_2])p_{св}\right)^2 = \frac{1}{p_{св}} \left( \frac{[CH_4]}{200} + \frac{[H_2S]}{10} + \frac{[N_2]}{3217} + \frac{[CO_2]}{10} + \frac{[C_2H_6]}{2.5} + \frac{[C_3H_8]}{0.176} + \frac{[iC_4H_{10}]}{0.113} + \frac{[nC_4H_{10}]}{1.6} \right)$$

В ходе работы был произведен расчет температур образования гидратов по трем методикам на основе упомянутых уравнений с использованием языка программирования Python. Полученные результаты подлежали сравнению с известными экспериментальными данными. Далее модель была протестирована на собственных составах в диапазонах представленных давлений и полученные температуры были сопоставлены с данными, полученными при помощи специализированного программного обеспечения. Составы трех исследуемых газовых смесей приведены в таблице 1, полученные результаты – в таблицах 2 и 3, где  $t_э$  – экспериментальные значения температур,  $\varepsilon$  – погрешность.

**Таблица 1**

**Исследуемые составы газовых смесей**

Компоненты	Составы		
	1	2	3
CO2	0	0,00569	0,0286
N2	0,0064	0,06556	0,0128
CH4	0,8641	0,71333	0,8632
C2	0,0647	0,08564	0,0488
C3	0,0357	0,04445	0,001
i-C4	0,0099	0,04111	0,0171
n-C4	0,0114	0,0233	0,0082
C5+	0,0078	0,0118	0,0193
h2s	0	0,00912	0,001

**СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО  
И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ**

**Таблица 2**

**Результаты исследования первой смеси**

Состав	Р, МПа	t, С							
		t <sub>3</sub> , С	МС	ε, %	МС-К	ε, %	МС-ИК	ε, %	ПО
1	1,37	6,7	5,1825	22,649254	7,1026	6,0089552	8,6575	29,216418	6,5877
	2,74	12,8	10,6693	16,646094	12,5167	2,2132813	13,796	7,78125	12,2019
	5,49	17,5	15,843	9,4685714	17,0842	2,376	18,1968	3,9817143	17,295
	10,29	21,1	20,2818	3,8777251	20,7362	1,7241706	21,7431	3,0478673	20,8032
	27,44	25	26,8303	7,3212	25,8146	3,2584	26,7037	6,8148	25,4309

**Таблица 3**

**Результаты исследования собственных смесей**

Состав		Р, МПа											
		3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	8	10	12	15
2	МС	14,69	15,59	16,38	17,07	17,69	18,25	18,77	19,24	20,08	21,46	22,58	23,92
	ε, %	13,18	12,32	11,51	10,77	10,07	9,34	8,66	7,99	6,69	4,11	1,53	1,14
	МС-К	16,68	17,51	18,22	18,84	19,39	19,89	20,35	20,77	21,51	22,72	23,68	24,83
	ε, %	1,42	1,52	1,57	1,52	1,42	1,19	0,97	0,67	0,05	1,52	3,27	4,99
	МС-ИК	17,99	18,79	19,47	20,07	20,59	21,08	21,51	21,91	22,62	23,78	24,70	25,80
	ε, %	6,32	5,68	5,19	4,91	4,68	4,72	4,67	4,78	5,11	6,26	7,72	9,09
	ПО	16,92	17,78	18,51	19,13	19,67	20,13	20,55	20,91	21,52	22,38	22,93	23,65
3	МС	12,93	13,91	14,77	15,53	16,21	16,82	17,39	17,91	18,83	20,36	21,59	23,07
	ε, %	10,51	9,87	9,49	9,37	9,38	9,36	9,58	9,81	10,50	12,30	13,99	15,70
	МС-К	12,54	13,471	14,27	14,97	15,59	16,14	16,64	17,10	17,91	19,23	20,27	21,51
	ε, %	7,18	6,41	5,78	5,42	5,20	4,94	4,85	4,84	5,11	6,07	7,02	7,87
	МС-ИК	12,63	13,29	13,86	14,36	14,80	15,20	15,57	15,9	16,49	17,46	18,23	19,15
	ε, %	7,95	4,98	2,74	1,13	0,13	1,17	1,89	2,51	3,23	3,70	3,75	3,96
	ПО	11,7	12,66	13,49	14,20	14,82	15,38	15,87	16,31	17,04	18,13	18,94	19,94

В первом случае наибольшую близость к экспериментальным значениям демонстрирует методика МС-К. Основываясь на близости данных, полученных с помощью ПО к истинным, дальнейшее исследование проводится относительно них. Приведенные составы 2 и 3 учитывают содержание сероводорода и позволяют проанализировать возможное образование гидратов 2 и 1 структур соответственно. Полученные результаты показывают наибольшую близость к истинным значениям в случае применения методик МС-К для гидратов 2 структуры и МС-ИК для гидратов 1 структуры. Наибольшее отклонение наблюдается при низких и высоких давлениях (до 1 °С или же 8 %).

В дальнейшем планируется провести исследование на других составах и выявить, сравнить результаты с данными, полученными с помощью других методик и выявить оптимальную корреляцию расчета температуры.

**Литература**

1. Калашников О.В. К определению температуры гидратообразования во влажном природном газе // Экотехнологии и ресурсосбережение. - 2001. - №3. - С. 8.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА БЕНЗИНА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГХ-МС И ГХ-ПИД**

**Цепелева Е.А., Назарова Г.Ю.**

Научный руководитель доцент Назарова Г.Ю.

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

Состав продуктов вторичных процессов переработки нефтяного сырья существенно различается в зависимости от типа сырья, катализаторов, механизма и условий проведения процесса, протекания процесса, что обуславливает актуальность определения углеводородного состава продуктов вторичных процессов [2]. Для исследования состава нефтяных фракций широко используются такие хроматографические методы, как газовая и жидкостная и её варианты. Более того, результаты данных методов несут в себе особо ценную информацию о составе сложных многокомпонентных смесей, которая в дальнейшем используется в математических, технологических, проектных расчетах процессов нефтепереработки, а также при разработке модулей расчета состава потоков нефтяных фракций. Результаты, полученные при хроматографировании используются при верификации математических моделей, при проведении апробации и пилотных испытаний новых объектов, а также при разработке катализаторов или технологий в целом, что является актуальной тематикой и направлением научных исследований на сегодняшний день.

Газовая хроматография является одним из наиболее универсальных и широко используемых методов определения качественного и количественного состава сложных смесей органических веществ. Чаще всего для количественного анализа в газовой хроматографии применяется пламенно-ионизационный детектор (ПИД), при этом идентификацию соединений проводят по серии стандартных калибровочных смесей или с применением ГХ-МС благодаря использованию высокоэффективного и высокочувствительного детектора.

Бензины каталитического крекинга характеризуются высоким содержанием изоалканов и олефинов в отличие от бензинов вторичной переработки других процессов, таких как гидрокрекинг или риформинг, при существует сложность в идентификации нафтеновых и олефинов углеводородов методом ГХ-МС. Это связано с тем, что основные пики в масс-спектрах алициклических углеводородов обусловлены отрывом алкильных заместителей, выбросом нейтральных молекул олефинов (как правило, из цикла), расщеплением цикла, которое часто сопровождается водородными перегруппировками. Наиболее характерные пики в спектрах алкенов соответствуют ионам  $[C_nH_{2n-1}]^+$  ( $m/z$  27, 41, 55, 69 и т.д.). Поэтому в низкомолекулярных областях масс-спектров алициклических соединений присутствуют интенсивные пики ионов, которые являются характеристичными для ненасыщенных углеводородов: моноциклическим углеводородам свойственны пики ионов  $[C_nH_{2n-1}]^+$  ( $m/z$  27, 41, 55, 69 и т.д.), а бициклическим -  $[C_nH_{2n-3}]^+$  ( $m/z$  39, 53, 67 и т.д.).

Целью данной работы является определение углеводородного состава бензина каталитического крекинга с использованием ГХ-МС и ГХ-ПИД для получения исходных данных для моделирования.

Объектом исследования является бензиновая фракция каталитического крекинга смесевое сырья.

Состав бензина может быть определён в соответствии с ГОСТ 32507-2013 или ASTM D 6729-20 методом газовой хроматографии с использованием высокоэффективной капиллярной колонки 100x0,25x0,5 со 100 %-ным полиметилсилоканом в качестве неподвижной жидкой фазы. Различия методов представлены в таблице.

**Таблица**

**Параметры хроматографирования и требования к колонке**

Параметр хроматографирования	Требование	
	ГОСТ 32507-2013	ASTM D 6729-20
Термостат колонки		
начальная температура	35	0
начальное время удерживания, мин	13	15
скорость первой стадии, °С/мин	10	1
температура второй изотермы, °С	45	50
время выдерживания, мин	15	0
скорость второй стадии, °С/мин	1	2
температура третьей изотермы, °С	60	130
время выдерживания, мин	15	0
скорость третьей стадии, °С/мин	2	4
конечная температура, °С	200	270
время выдерживания, мин	20 и более	0
Требования к колонке		
давление, кПа	300-350	275-345
скорость потока, мл/мин	2,5-2,9	1,7-2,0
полное время анализа, мин	120-150	140-150

Назначением методов является определение углеводородного компонентного состава бензинов и моторных топлив для двигателей с искровым зажиганием. ГОСТ 32507-2013 (метод Б) распространяется на автомобильные бензины и бензины, используемые при компаундировании в качестве компонентов смешения (бензины прямой перегонки, риформинга, алкилирования, гидрокрекинга и гидроочистки, каталитического и термического крекинга),

и предназначен для определения индивидуальных углеводородов (до C13 включительно) и групп n-парафиновых, изопарафиновых, ароматических, нафтеновых, олефиновых углеводородов (ПИАНО) и оксигенатов методом высокоэффективной капиллярной газовой хроматографии в диапазоне от 1,0 % до 45,0 % масс. Индивидуальные углеводороды определяются при концентрации не менее 0,05 % масс. Стандарт ASTM D 6729-20 устанавливает метод определения углеводородного компонентного состава моторных топлив и их смесей с оксигенатами с температурой конца кипения до 225 °С, используемых для двигателей с искровым зажиганием.

В ходе эксперимента образцы бензина каталитического крекинга были исследованы с использованием методов ГХ-ПИД и ГХ-МС в соответствии с ГОСТ 32507-2013. Дополнительная идентификация непредельных и ароматических углеводородов в анализируемой пробе производилась методом колоночной хроматографии с последующим анализом методом ГХ-ПИД и ГХ-МС, что позволило однозначно идентифицировать олефиновые и нафтеновые углеводороды. В качестве неподвижной фазы при проведении колоночной хроматографии использован оксид алюминия (фракция 0,04 ... 0,2 мм), длина и диаметр слоя сорбента в хроматографической колонке соответствовали 150 мм и 6 мм, объем пробы – 5мл, отбор элюата составлял 10 капель.

На рисунках 1, 2 представлены фрагменты двух хроматограмм (ГХ-МС) до и после проведения колоночной хроматографии: рисунок 1 –  $m/z = 69$ , рисунок 2 – полный ионный ток.

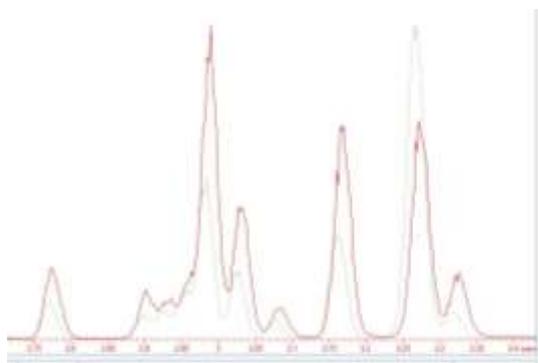


Рис. 1. Масс-хроматограмма  $m/z = 69$  (красная до, зеленая после проведения колоночной хроматографии)

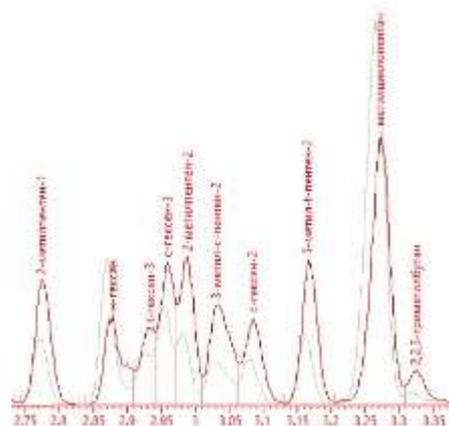


Рис. 2. Полный ионный ток (красная до, зеленая после проведения колоночной хроматографии)

Результаты анализа показали, что после проведения колоночной хроматографии отклик  $m/z = 69$  для ряда углеводородов в смеси уменьшился, при этом отклик циклоалканов возрос, что связано с увеличением их концентрации в смеси, обусловленной сорбцией олефинов и ароматических углеводородов.

Таким образом, был определен групповой состав бензина каталитического крекинга. После идентификации олефиновых и нафтеновых углеводородов, количественный анализ выполнен по результатам ГХ-ПИД. Содержание парафинов в нём составило 3,63 %; изопарафинов – 31,52 %; нафтенов – 12,8 %; олефинов – 28,03 % и ароматических углеводородов – 24,02 %. Использование оксида алюминия при проведении колоночной хроматографии позволило идентифицировать олефиновые компоненты в бензине каталитического крекинга, при этом для полного удаления олефинов из образца далее будут использованы цеолиты в качестве неподвижной фазы.

#### Литература

1. Егазьянц С. В. Хроматографические методы анализа нефтепродуктов // Вестник Московского университета. Серия 2. Химия. – 2009. – Т. 50. – № 2. – С. 75-99.
2. Минаков Д. А. и др. Детальный углеводородный анализ нефтепродуктов методом хромато-масс-спектрометрии // Журнал аналитической химии. – 2021. – Т. 76. – № 7. – С. 623-633.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ГИДРОКРЕКИНГА СМЕСЕВОГО СЫРЬЯ МЕТОДОМ ДВУМЕРНОЙ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ**

**Чекменёва Д.В., Смирнова Н.А.**

Научный руководитель – д.т.н., профессор Е.Н. Ивашкина

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

На сегодняшний день метод двумерной хроматографии (GC-GC) обладает большим потенциалом в области нефтехимии и нефтепереработки. Успешное использование двумерной хроматографии на практике связано с исследованием среднестиллятных фракций, а также высококипящих вакуумно-газойлевых нефтяных остатков (ВГО) [1, 3]. Другим, не менее важным направлением использования метода GC-GC является анализ биодизельных топлив, содержащих метиловые эфиры жирных кислот (FAME) [2]. Широкое применение данного метода обусловлено отсутствием коэлюирования соединений с близкими температурами кипения, а также разделением компонентов разных классов по отдельным областям на хроматограмме. Именно поэтому двумерная хроматография является универсальным методом, позволяющим экспрессно оценить компонентный состав сложных смесей.

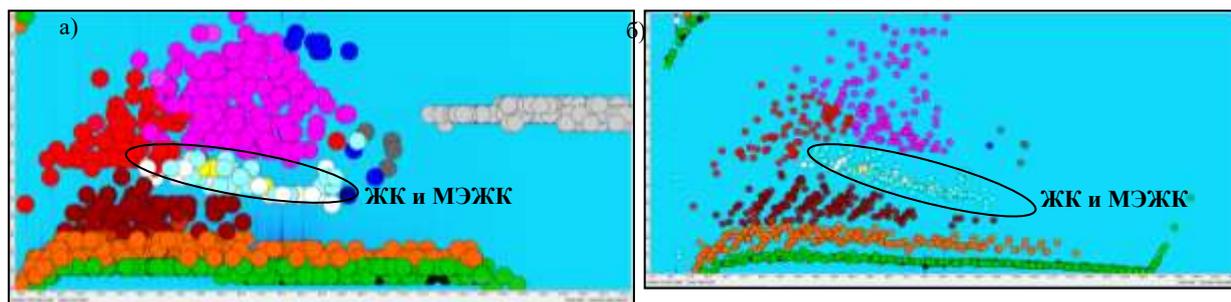
Объектами исследования в данной работе являются продукты гидрокрекинга смешанного сырья, представляющего собой смесь вакуумного газойля и растительного (таллового) масла.

Цель работы – определить групповой состав продуктов гидрокрекинга и идентифицировать компоненты преобразованного растительного масла (жирные кислоты, метиловые эфиры жирных кислот).

Гидрокрекинг (ГК) считается одним из самых востребованных процессов переработки высококипящих нефтяных фракций в более ценные нефтепродукты – бензиновые, керосиновые, дизельные фракции. С химической точки зрения гидрокрекинг представляет собой процесс взаимодействия углеводородного сырья с водородом в жестких условиях, в котором параллельно могут протекать реакции гидрогенолиза (разрыв связей C–S, C–N, C–O), гидрирования–дегидрирования и крекинга (разрыв связей C–C). В результате взаимодействия сокращается доля асфальтенов, насыщаются полициклические углеводороды и увеличивается доля легких углеводородов. При глубоком гидрокрекинге происходит отщепление алкильных групп от алкилароматических соединений. При этом бензольное кольцо практически не присоединяет водород. Гидрокрекинг вакуумного газойля в смеси с растительным сырьем проводят для получения «зеленого» вида дизельного топлива, характеризующегося улучшенными противозносными и смазочными свойствами [4, 5], а также керосиновой фракции.

В рамках данной работы методом двумерной хроматографии были исследованы продукты ГК с разным массовым соотношением вакуумного газойля ВГО и таллового масла ТМ (ВГО: ТМ = 50:50 и 70:30 для обр. № 1 и № 2). Анализ проводился на хроматомасс-спектрометре «Agilent Q-TOF 7200» с использованием двух капиллярных колонок DB-5ms и DB-17ht. Хроматомасс-спектрометр оснащен пламенно-ионизационным (FID) и масс-селективным детектором с времяпролетной трубой (MS/Q-TOF). Для анализируемых образцов был подобран хроматографический режим, обеспечивающий наиболее эффективное разделение и разрешение хроматографических пиков компонентов. Идентификация компонентов проводилась на хроматограмме МСД с использованием библиотеки масс-спектров NIST. Количественный расчет производился по данным обработки хроматограммы ПИД.

В исследованных образцах были обнаружены компоненты таллового масла – жирные кислоты и их метиловые эфиры. Обработанная хроматограмма одного из образцов представлена на рисунке 1, где выделена область ЖК и МЭЖК.



**Рис. 1. Внешний вид хроматограмм образца № 1 (продукты переработки ВГО: ТМ=50:50): а) МСД б) ПИД**

Для поиска насыщенных МЭЖК дополнительно был проанализирован стандартный образец, содержащий метиловые эфиры жирных кислот с количеством атомов углерода C6-C20. Однако в продуктах ГК были идентифицированы непредельные МЭЖК, образованные ненасыщенными кислотами с двойными или тройными связями (таблица 1). Вероятнее всего, это связано с дегидрированием жирных карбоновых кислот в процессе крекинга.

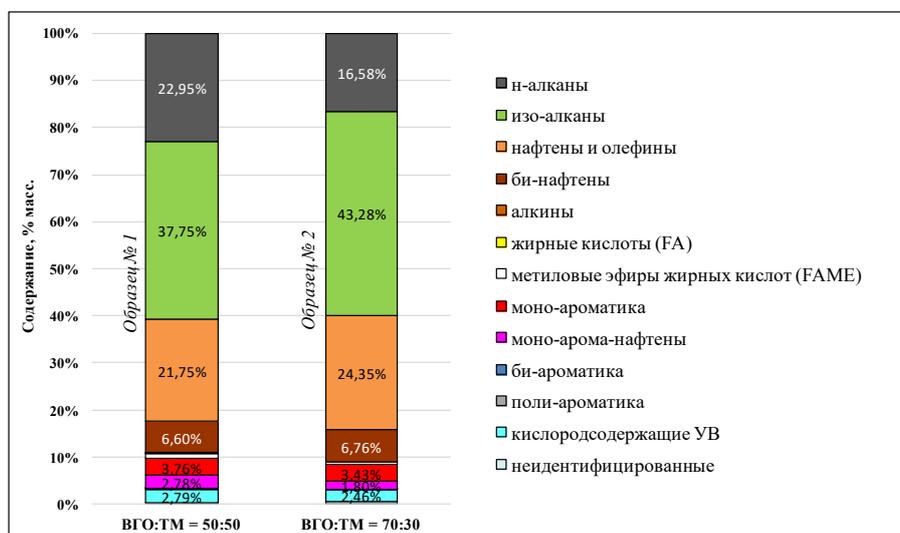
## СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Таблица 1

*Идентифицированные в продуктах ГК метиловые эфиры жирных кислот*

№ п/п	Наименование МЭ	Формула
1	МЭ 12,15-октадекадиновой кислоты	C <sub>19</sub> H <sub>34</sub> O <sub>2</sub>
2	МЭ 10,13-октадекадиновой кислоты	C <sub>19</sub> H <sub>34</sub> O <sub>2</sub>
3	МЭ 9,12-октадекадиновой кислоты	C <sub>19</sub> H <sub>34</sub> O <sub>2</sub>
4	МЭ 2,5-октадекадиновой кислоты	C <sub>19</sub> H <sub>34</sub> O <sub>2</sub>
5	МЭ 10,12-трикозадиновой кислоты	C <sub>24</sub> H <sub>40</sub> O <sub>2</sub>
6	МЭ уксусной кислоты (1,2,3,4,5,6,7,8-октагидро-3,8,8-триметилнафт-2-иловой кислоты)	C <sub>16</sub> H <sub>26</sub> O <sub>2</sub>
7	МЭ 10,12 пентакозадиновой кислоты	C <sub>26</sub> H <sub>44</sub> O <sub>2</sub>

На рисунке 2 представлены результаты группового состава проанализированных образцов. По групповому составу образцы близки, характеризуются высоким содержанием изо-алканов (37,75 – 43,28 % масс), повышенным содержанием н-алканов и нафтенов (рисунок 2). Массовая доля жирных кислот в образце 1 составляет 0,06 % масс, в образце № 2 – 0,02% масс. Метиловые эфиры присутствуют в образце № 1 в количестве 0,95 % масс., в образце № 2 концентрация МЭЖК несколько ниже – 0,58 % масс. Меньшее количество ЖК и МЭЖК в образце № 2 объясняется меньшей массовой долей таллового масла в смесевом сырье (30 % масс.).



**Рис. 2. Групповой состав продуктов ГК**

Таким образом, показана применимость метода двумерной хроматографии для анализа продуктов гидрокрекинга смесевое сырье из вакуумного газойля и таллового масла. Определение группового состава не только продукта гидрокрекинга, но и исходного сырья методом GC-GC может быть использовано для контроля протекания данного технологического процесса.

Работы выполнены в рамках проекта ПИШ-НИР-2023-009 «Цифровые двойники композиционных жидких топлив наземного, морского и авиационного назначения и технологий их синтеза»

### Литература

1. Dutriez T. et al. High-temperature two-dimensional gas chromatography of hydrocarbons up to nC60 for analysis of vacuum gas oils // Journal of Chromatography A. – 2009. – Т. 1216. – № 14. – С. 2905-2912.
2. Seeley J. V. et al. Stationary phase selection and comprehensive two-dimensional gas chromatographic analysis of trace biodiesel in petroleum-based fuel // Journal of Chromatography A. – 2012. – Т. 1226. – С. 103-109.
3. Vendevre C. et al. Comprehensive two-dimensional gas chromatography for detailed characterisation of petroleum products // Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP. – 2007. – Т. 62. – № 1. – С. 43-55.
4. Аббасов М. М. и др. Получение «зеленого дизеля» и «зеленого бензина» в процессе легкого гидрокрекинга вакуумного газойля и хлопкового масла // Kimya Problemleri. – 2018. – № 1. – С. 119-126.
5. Капустин В. М., Гуреев А. А. Технология переработки нефти. В 4-х частях. Часть вторая. Физико-химические процессы // М.: Химия. – 2015. – Т. 400.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СЕРПЕНТИНИТА В ПРОИЗВОДСТВЕ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ**

**Чернышов А.О.**

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

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

Серпентинит представляет собой широко распространённую на территории России горную породу, имеющую ограниченную область применений. Его используют в качестве поделочного и декоративного камня, для производства щебня, в меньшей степени для получения форстеритовых огнеупоров и соединений магния. Основными минералами породы являются хризотил, антигорит и лизардит с общей формулой  $3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Такие гидросиликаты магния могут быть активированы различными способами, переходя в метастабильное состояние, в котором они проявляют вяжущие свойства [2]. Поэтому данные материалы представляют интерес для производства строительных вяжущих веществ.

Известны различные разработки по получению вяжущего вещества из серпентинитов [1]. Их недостатками является низкое качество вяжущего или дороговизна и сложность его получения, что затрудняет широкое распространение вяжущего. Целью настоящего исследования является поиск оптимального способа получения гидравлического вяжущего вещества из серпентинитов.

Для исследования были отобраны образцы серпентинитов Сахалина и Южного Урала. Фазовый состав, определённый методом рентгенофазового анализа и подтверждённый в результате синхронного термического анализа, показал содержание в обеих пробах антигорита и клинохризотила. В уральском серпентините также содержатся брусит и магнетит в небольшом количестве. Исследуемые серпентиниты были измельчены до полного прохождения через сито №01 и прокалены в интервале температур от 650 до 950 °С с целью дегидратации. Исследование продуктов обжига показало, что наименьшая истинная плотность и наибольшая удельная поверхность достигаются в интервале температур от 750 до 800 °С.

Судить о протекающих процессах гидратации можно по характеру тепловыделения гидратируемой смеси и максимально достигаемой ей температурой. Для уточнения оптимальной температуры обжига были проведены микрокалориметрические исследования. Их сущность заключалась в сравнении температуры гидратирующегося прокалённого образца серпентинита и эталона в течение определённого времени. В качестве жидкостей затворения использовались дистиллированная вода и растворы бикарбоната магния и хлорида магния для проверки возможности химической активации. Результаты исследования показали, что наибольшую активность проявляют образцы, полученные обжигом при 750 °С; также гидратация с растворами солей протекает более интенсивно. Повышение температуры обжига увеличивает степень кристалличности продуктов и снижает их активность, а понижение температуры не обеспечивает полное образование гидравлически активных метастабильных фаз.

Обожжённые при 750 °С серпентиниты были затворены различными жидкостями (водой, раствором бикарбоната магния и хлорида магния), по окончании твердения на 28 суток свойства полученного серпентинитового цементного камня были исследованы. Установлено, что результат гидратации и твердения представляет собой пористое (открытая пористость 22–32 %) камневидное тело низкой плотности (истинная плотность 1,40–1,51 г/см<sup>3</sup>). Отмечается высокая водостойкость всех полученных материалов, коэффициент размягчения составляет не менее 0,8. Также отмечается низкая усадка образцов, отсутствие усадочных трещин и деформаций. Прочность полученного цементного камня составляет 0,74–3,80 МПа, однако в условиях гидратационного твердения возрастает до 2,71–8,14 МПа. Наибольшая прочность достигается при применении Уральского серпентинита и бикарбоната магния в качестве жидкости затворения. Фазовый состав серпентинитового цементного камня представлен скрытокристаллическими и аморфными гидросиликатами и гидроксидом магния. Микроснимки цементного камня подтверждают наличие продуктов гидратации.

Таким образом, была установлена возможность получения гидравлического водостойкого вяжущего вещества умеренной прочности из серпентинитов. Оптимальный на сегодняшний момент установленный путь его получения заключается в измельчении породы до полного прохождения через сито № 01 и обжиге при 750 °С. Получаемый цементный камень имеет высокую пористость и малую плотность. Наибольшая прочность достигается при использовании раствора бикарбоната магния в качестве жидкости затворения и при проведении процесса гидратации в водонасыщенной среде. Дальнейшее повышение качества получаемого серпентинитового цемента может быть достигнуто применением активирующих добавок при обжиге или гидратации, поиском оптимального водотвёрдого отношения, длительным механическим измельчением и другими методами. Совершенствование способа получения вяжущего вещества из серпентинита значительно расширит материально-сырьевую базу производства строительных материалов.

Литература

1. Федоров Н. Ф. и др. Новые функциональные вяжущие материалы на основе серпентинита // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). – 2022. – № 62 (88). – С. 45-49.
2. Худякова Л. И., Войлошников О. В., Нархинова Б. Л. Перспективы использования магнезиосиликатных горных пород в производстве строительных материалов // Строительные материалы. – 2006. – № 12. – С. 44-46.

УТИЛИЗАЦИЯ (ПЕРЕРАБОТКА) УГОЛЬНОЙ ПЫЛИ МЕТОДОМ БРИКЕТИРОВАНИЯ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЯЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА

<sup>2</sup>Чурина С.С.

Научный руководитель старший преподаватель кафедры экологии и оценки ЧУ Д. Е. Выдрин<sup>1</sup>,  
заместитель руководителя Е. К. Тайшибекова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>EcoProf KZ (ТОО «EcoProf KZ»), Караганда, Казахстан

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Разработка, добыча и использование угля значительно загрязняют окружающую среду и причиняют вред здоровью людей, причем не только тем, кто проживает в непосредственной близости, поскольку угольная пыль разносится воздушными потоками на значительные расстояния и осаждается хаотично. Выбросы угольных электростанций также вредят нашему здоровью и способствуют изменению климата. Несмотря на это уголь по-прежнему считается недорогим видом топлива, а модернизация электростанций и систем отопления в частных домохозяйствах требует больших затрат, поэтому количество добываемого угля не снижается и более того, существует потребность в недорогом и более эффективном варианте данного вида топлива.

В связи с продолжающейся активной разработкой большого количества угольных месторождений необходимо использовать полезные ископаемые экономно, максимально снижая потери при добыче и транспортировке. Кроме того, на угледобывающих предприятиях и обогатительных фабриках остается большое количество угольных отходов, которые не используются, но при этом они пригодны к дальнейшей переработке с получением горючего твердого топлива. В этой связи остается актуальным вопрос переработки угольной мелочи, отсева, шлама обогатительных фабрик. В данной работе рассматривается метод получения гидрофобных брикетов из угольной мелочи с применением связующего реагента, отвечающего технологическим, экологическим и санитарным требованиям.

Наличие угольной пыли в шламоотстойниках различных горнодобывающих предприятий и обогатительных фабрик исчисляется миллионами тонн. При этом данная пыль не представляет никакой сырьевой ценности, а накопление отходов приводит к высокой карбонизации атмосферы, загрязнению воздуха, грунтовых вод, изменению ландшафта местности, деградации почв и уменьшению площади плодородных земель, а также ухудшению здоровья людей [7, 8]. Поэтому проблемой утилизации угольной пыли сегодня озадачены многие горнодобывающие предприятия, желающие разработать и внедрить в производство инновационный продукт либо модернизировать текущий [6]. Производство брикетов из угольной пыли является одним из основных способов использования мелкодисперсного угля и практикуется уже давно. Однако получить прочные брикеты из твердой шихты весьма затруднительно без использования должного связующего реагента.

В настоящее время основной причиной, тормозящей развитие брикетирования каменных и бурых углей, является отсутствие доступного и дешевого связующего реагента. По этой причине повсеместно и постоянно ведутся поиски различных вариантов индивидуальных или комбинированных связующих реагентов для получения топливных брикетов, расширяется их ассортимент, совершенствуется технологическое оборудование [3, 5].

В рамках данного исследования проведен ряд испытательных работ по подбору оптимальных параметров для получения угольных брикетов с высокой прочностью и теплотой сгорания. В качестве связующего компонента был использован аддукт водно-полимерной битумной эмульсии [2] с добавлением 5%-го водного раствора крахмала.

Используемая в качестве связующего реагента водно-полимерная битумная эмульсия подверглась ряду лабораторных испытаний, в том числе, на определение токсических свойств. Для получения достоверных результатов по токсикологическим показателям образец эмульсии был направлен в исследовательский центр филиала Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Национальный центр экспертизы» города Астана. Результаты анализа показали наличие формальдегида в концентрации 0,00370 мг/м<sup>3</sup> при допустимом уровне в 0,001 мг/м<sup>3</sup> [1] и фенола в концентрации 0,00081 мг/м<sup>3</sup> при допустимом уровне в 0,003 мг/м<sup>3</sup> [4], токсикологические показатели (действие на слизистые оболочки, кожно-раздражающее действие) выявлены в нулевом значении.

Изначально для формирования угольных брикетов были использованы измельченная и неизмельченная фракции угля. Угольная мелочь малыми порциями засыпалась в металлическую тару. Далее последовательно добавляли водно-полимерную битумную эмульсию, предварительно нагретую до температуры 60–70 °С с последующим перемешиванием при высоких оборотах. В процессе изготовления угольных брикетов из неизмельченного сырья (фракция 0–25мм) были выявлены недостатки, которые влияли на дальнейший результат при выпрессовывании. Фракция угля 0–25 мм плохо смачивалась с адгезионными добавками, что давало слабую сцепляемость. Помимо этого, наличие крупных фрагментов угля мешало формообразованию (брикет рассыпался), из-за ухудшения устойчивости к механическому воздействию ломкость при сбрасывании с 2 м увеличивалась. Поэтому всю имеющуюся угольную массу в последующем измельчали с помощью дробилки до размеров от 0 мм до 5 мм, на 3 категории по фракциям: 0–1 мм, 0–3 мм, 0–5 мм с целью выявления наиболее оптимальной фракции для дальнейшего прессования брикетов.

С использованием каждой из просеянных фракций были изготовлены брикеты. Брикет, изготовленный с использованием фракции 0–5 мм, показал неудовлетворительный результат по крепости и рассыпался при сбросе с высоты 2-х метров. Брикеты, изготовленные из фракций 0–1 мм и 0–3 мм, показали хорошие результаты по крепости и выдерживали сбрасывания с высоты 2-х метров. Было принято решение изготовить брикет с использованием фракции 0–3 мм.

Для формирования угольных брикетов применялась пресс-форма, состоящая из цилиндра высотой 100 мм, диаметром 55 мм, цилиндра-болванки и металлической пробки. Смесь помещали в пресс-форму, затем прессовали при помощи гидравлического пресса с рабочим давлением до 800 кг/м<sup>2</sup>. Полученные угольные брикеты подвергались далее термической сушке при температуре 50–60 °С в течение 12–24 часов. При добавлении 10 % от массы угля водно-полимерной битумной эмульсии к фракции 0–3 мм угольные брикеты получались с плотной текстурой. С целью увеличения механической крепости и гидрофобности угольных брикетов к измельченному углю фракции 0–3 мм помимо водно-полимерной битумной эмульсии добавили 5%-й водный раствор крахмала. Связующий реагент, обладающий гидрофобными свойствами, по мере перемешивания покрывал угольные частицы тонким слоем, происходило поверхностное распределение вязкой массы мелкодисперсного угля. Полученная смесь прессовалась с образованием угольных брикетов, которые подвергались сушке при температуре 50–60 °С, время сушки составило 24 часа. Соединение пленок битума обеспечило необходимое сцепление частиц, цементируя их в массу угольного брикета.

В результате исследования состава угольной шихты были подобраны количество компонентов и температурный режим смеси, которые наилучшим образом подошли для изготовления брикетов.

При сжигании полученных угольных брикетов в естественных условиях без дополнительного нагнетания кислородом происходило спокойное, равномерное горение с сохранением постоянной температуры на протяжении более 4 часов. В печи, оснащенной поддувалом, пламя угольных брикетов было более интенсивное за счет наличия воздушной тяги. В процессе горения угольные брикеты не распадались, пламя было равномерное по всем направлениям. В ходе полного сгорания угольных брикетов оставалось незначительное количество отходов: показатель зольности составил 2,38 %. Зола представила собой легковесную массу, которую удобно в дальнейшем утилизировать.

Результаты испытаний, проведенных в аккредитованной лаборатории Товарищества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «Уголь» в городе Караганде, показали механическую прочность при сжатии 0,48 кг/см<sup>2</sup>, механическую прочность при испытании сбрасыванием – 77 %, водопоглощение – 0,13 %. То есть, комплексное использование водно-полимерной битумной эмульсии с крахмалом повысило гидрофобность угольных брикетов, при погружении в воду они не разрыхлялись, сохранялась их целостность.

Следовательно, разработанная технология с использованием в качестве связующего реагента водно-полимерной битумной эмульсии дает возможность производить влагостойкие, малотоксичные брикеты с оптимальной механической прочностью, что позволяет более эффективно использовать угольную пыль, сократить количество отходов, и, соответственно, загрязнений, а также предложить рынку аналог естественного кускового угольного топлива, обладающий меньшей зольностью, но большей продолжительностью горения.

#### Литература

1. ГОСТ 22648–77. Пластмассы. Методы определения гигиенических показателей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200020867>.
2. Мустафин Е. С., Ташмагамбетов К.К., Касенов Р.З. Способ получения битумной дорожной эмульсии с использованием каменноугольного битума. Патент РК № 29267 от 15.12.2014.
3. Наумов К. И. Малолетнева А. С., Мазнева О. А. Перспективные процессы получения окускованного топлива из мелких классов углей [Текст] // Химия твердого топлива. – 2013. – № 1. – С.48–56.
4. РД 52.24.488–2006. Массовая концентрация летучих фенолов в водах. Методика выполнения измерений экстракционно-фотометрическим методом после отгонки с паром показателей [Электронный ресурс]. – Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».
5. Силка Д. Н. Нужная вещь: подходы к использованию отходов добычи угля в строительстве [Электронный ресурс] // Энергетическая политика. Общественно-деловой научный журнал. – Режим доступа: <https://energypolicy.ru/d-n-silka-v-v-anikeev-nuzhnaya-veshh-podho/ugol/2020/12/10/>.
6. Сухомлинов Д.В., Кусков Е.Б., Кускова Я.В. Получение каменноугольных брикетов с низкой температурой воспламенения [Текст] // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). – М.: Издательство «Горная книга», 2013. – № 5. – 20 с.
7. Федеральная служба надзора в сфере защиты прав потребителей и благополучия (Роспотребнадзор). Государственный доклад «О состоянии санитарно-эпидемиологического благополучия населения в Российской Федерации в 2019 году», размещен 2 июня 2020 года. С. 11, [https://www.rospotrebnadzor.ru/documents/details.php?ELEMENT\\_ID=14933](https://www.rospotrebnadzor.ru/documents/details.php?ELEMENT_ID=14933).
8. Europe's dark cloud. Climate Action Network (CAN) Europe. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/dark\\_cloud\\_report.pdf](https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/dark_cloud_report.pdf).

**СИНТЕЗИРОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПАВ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПОЖАРУТУШАЩИХ  
ТЕХНОЛОГИЯХ**

**Школа М. В.**

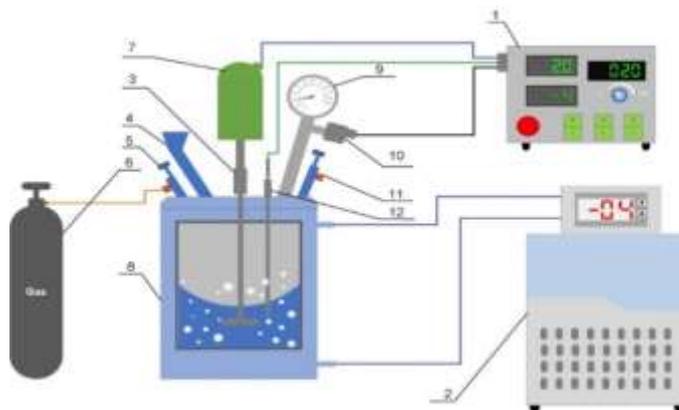
Научный руководитель доцент Н.Е. Шлегель

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

Для подавления возгораний широкое распространение получили огнетушащие порошки с различным компонентным составом, которые при попадании на металлическую поверхность способны окислить ее или трансформировать поверхностные слои материала [1]. Альтернативным средством подавления возгораний являются газовые гидраты. Использование гидратов инертных газов ( $N_2$ , Ar,  $CO_2$ ) экологически безопасно и не загрязняет зону горения за счет отсутствия в их составе токсичных (например, озоноразрушающих) веществ [2]. При диссоциации гидрата диоксида углерода выделяется  $CO_2$ , который вытесняет окислитель из зоны горения, а процессы плавления льда и испарения воды существенно (вследствие больших значений теплоты кристаллизации и парообразования, а также теплоемкости) снижают температуру в очаге возгорания [3].

При синтезе газовых гидратов возникают некоторые технические сложности, связанные с пониженными значениями скоростей гидратообразования, и небольшим объемом газа в гидрате. В течение последних 5 лет предложена большая группа поверхностно-активных веществ (ПАВ), позволяющих преодолеть ограничения роста газовых гидратов (обычно за счет снижения барьеров тепло- и массообмена) [4]. ПАВ добавляются в минимальных концентрациях и поэтому не влияют на термодинамическую фазовую границу [5]. Снижение поверхностного натяжения приводит к более быстрому синтезированию гидрата за счет увеличения площади разбрызгивания жидкости, а следовательно и площади теплообмена [6]. Поверхностно-активные вещества, такие как додецилсульфат натрия, TWEEN 80, ОС-5, используются в качестве кинетических промоторов гидратирования [7]. При диссоциации таких гидратов образуется обильное количество пены, которую можно использовать для ликвидации возгораний. Гидрат на основе инертных газов ( $N_2$ , Ar,  $CO_2$ ), синтезированный с помощью ПАВ, образующих пену при диссоциации, может быть альтернативным средством локализации и ликвидации возгораний. Целью настоящей работы является поиск наиболее эффективного поверхностно-активного вещества, позволяющего снизить время синтезирования газогидрата.

Для синтеза гидрата двуокиси углерода использовался экспериментальный стенд, схема которого приведена на рис. 1. На первом этапе синтеза в емкость реактора (8) через заливную воронку (4) подавался раствор воды с ПАВ в объеме 150 мл. Далее производился запуск электродвигателя (7), который приводил в движение магнитную мешалку (3). Использование магнитной мешалки необходимо для распределения раствора по стенкам реактора в целях интенсификации процессов теплообмена. После этого в реактор (8) с помощью вентиля (5) подавалась двуокись углерода до достижения значения давления около 60 бар. Синтез газогидратов проводился при скорости вращения магнитно-перемешивающего устройства около 1100 об/мин. Процесс гидратообразования завершался, при достижении постоянных значений давления и температуры в течение длительного времени. Т. е. при достижении равновесного состояния двуокиси углерода ( $P=12.3$  бар).



**Рис. 1. Схема экспериментального стенда для синтезирования газовых гидратов: 1 – блок управления; 2 – термостат; 3 – магнитно-перемешивающее устройство; 4 – заливная воронка; 5 – вентиль подачи газа; 6 – баллон с газом; 7 – электродвигатель; 8 – реактор; 9 – показывающий манометр; 10 – датчик давления; 11 – вентиль сброса давления; 12 – датчик температуры**

Для синтеза гидрата двуокиси углерода использовались поверхностно-активные вещества: лаурилсульфат натрия, состав огнетушащий ОС-5, пенообразователь и Tween-80. Свойства исследуемых составов приведены в таблице. Выбор ПАВ обусловлен совокупностью причин: способностью к пенообразованию в водных растворах, что ускоряет подавление возгораний; отсутствием негативного влияния на окружающую среду и здоровье человека; пониженной стоимостью; отсутствием канцерогенных веществ. Применение таких поверхностно-активных веществ также обусловлено снижением поверхностного натяжения жидкости, что приводит к увеличению площади роста кристаллов гидрата.

Таблица

Свойства исследуемых составов

№	Наименование	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Поверхностное натяжение $\sigma$ , Н/м	Динамическая вязкость $\mu$ , Па·с
1	99.5 об. % вода, 0.5 об. % лаурилсульфат натрия	998	0.0401	0.001
2	99.5 об. % вода, 0.5 об. % ОС-5	998	0.0321	0.001
3	99.5 об. % вода, 0.5 об. % пенообразователь	998	0.0361	0.001
4	99.5 об. % вода, 0.5 об. % tween-80	998	0.0474	0.001
5	Вода	998	0.07269	0.001

На рис. 2 приведены значения давления и температуры в разные моменты времени в процессе гидратообразования двуокиси углерода при использовании нескольких ПАВ. Выполненные экспериментальные исследования по варьированию типа ПАВ в водном растворе позволили выделить несколько интересных особенностей. Во-первых, при использовании воды без добавления ПАВ (№ 5) рост кристаллов газовых гидратов происходил на стенках реактора и поверхностях магнитно-перемешивающего устройства. Применение поверхностно-активных веществ в количестве 0.5 об. % способствовало лучшему разбрызгиванию воды по поверхности стенок реактора за счет снижения поверхностного натяжения с 0.072 Н/м до 0.035 Н/м. В этом случае площадь поверхности для роста кристаллов гидрата увеличивалась на 30–40 %. Соответствующее повышение площади поверхности центров зарождения кристаллов приводило к значительному снижению времени синтеза гидрата. Во-вторых, перемешивание раствора приводило к росту слоя пены над гидратом в реакторе, что способствовало увеличению количества центров образования зародышей кристаллов гидрата. Реализация такого эффекта обусловлена тем, что магнитно-перемешивающее устройство лучше распределяло соответствующий состав по поверхности стенок реактора. Как следствие, теплообмен протекал интенсивнее, ядра газового гидрата зарождались на более ранних стадиях и росли с повышенной скоростью. В-третьих, использование ПАВ позволяло увеличить площадь гидратообразования за счет роста кристаллов на пленочных структурах пенной прослойки в реакторе. Анализ экспериментальных данных позволил установить, что самым эффективным являлся состав № 2. Такому составу соответствовало минимальное время гидратообразования (не более 110 мин).

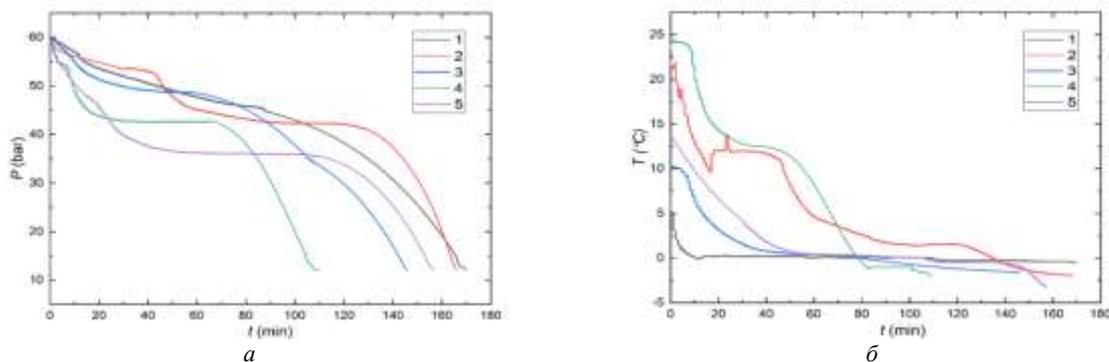


Рис. 2. Значения давлений (а) и температур (б) в течение гидратообразования при варьировании типа ПАВ: 1 – №5; 2 – №1; 3 – №4; 4 – №2; 5 – №3

Работа выполнена при финансовой поддержке НИ ТПУ, проект Приоритет-2030-ЭБ-017-202-2024.

#### Литература

1. Kunin A. V. et al. Technology development for the production of ABCE fire extinguishing dry powders // Russian Journal of General Chemistry. – 2016. – Т. 86. – С. 450-459.
2. Min H. et al. Simulation research of superfine powder extinguishing agent movement // Procedia Engineering. – 2012. – Т. 45. – С. 1031-1038.
3. Wei J. et al. Decomposition prevention through thermal sensitivity of hydrate formations around wellbore // Applied Thermal Engineering. – 2019. – Т. 159. – С. 113921.
4. Bhattacharjee G. et al. Effects of micellization on growth kinetics of methane hydrate // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2017. – Т. 56. – № 13. – С. 3687-3698.
5. Choudhary N. et al. Macro and molecular level insights on gas hydrate growth in the presence of Hofmeister salts // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2020. – Т. 59. – № 47. – С. 20591-20600.
6. Mahant B., Kushwaha O. S., Kumar R. Synthesis of Cocos nucifera derived surfactant and its application in growth kinetics of methane gas hydrates for energy storage and transportation // Energy Conversion and Management. – 2022. – Т. 269. – С. 116044.
7. Pandey G. et al. Alleviation of foam formation in a surfactant driven gas hydrate system: insights via a detailed morphological study // ACS Applied Energy Materials. – 2018. – Т. 1. – № 12. – С. 6899-6911.

## С Е К Ц И Я 9

# ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

### ПИЛОТНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ГОРЮЧИХ ОТХОДОВ В СОСТАВЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ

Глушков Д.О.

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

В настоящее время одной из основных экологических проблем во всем мире является загрязнение окружающей среды промышленными и коммунальными отходами [1–7]. Несмотря на развитие системы обращения с отходами, по оценкам специалистов [8,9] широко применяющиеся в настоящее время технологии утилизации отходов даже в среднесрочной перспективе не позволят кардинально решить проблему загрязнения окружающей среды. Вариантом решения этих проблем является применение мелкодисперсных твердых отходов в качестве компонентов композиционных жидких топлив, состоящих из отхода углеобогащения (или смеси низкокачественного угля с водой) и отработанной горючей жидкости (автомобильные, трансформаторные, турбинные и другие масла). В качестве компонентов топлива могут быть использованы не только привозные энергоресурсы (низкокачественные угли, отходы углеобогащения, отработанные масла, отходы нефтепереработки), но и ресурсы местной сырьевой базы: торф, осадки сточных вод, отходы пиролиза автомобильных шин, твердые коммунальные отходы, водоросли, древесный уголь, солома, опилки, растительные масла, биомасса. Разработка и внедрение на практике перспективных промышленных технологий требует всестороннего изучения технических, экологических и экономических аспектов нового направления в утилизации отходов.

Выполнен цикл широкомасштабных лабораторных исследований, в результате которых научно обоснована возможность практического применения композиционных топлив из промышленных и коммунальных отходов на объектах промышленной теплоэнергетики. Экспериментальные и теоретические исследования [10–16] позволили установить основные закономерности и характеристики процессов (времена задержки зажигания; времена выгорания; минимальные температуры окружающей среды, необходимые для зажигания; изменение температуры капли в процессе горения; концентрации газообразных антропогенных выбросов в окружающую среду), протекающих при горении большой группы (более 80) разных составов композиционных топлив на основе смеси угля с водой (или влажного отхода углеобогащения) и маслом, причем максимальная концентрация последнего, как правило, не превышала 20 %. Многокомпонентный состав таких топлив является причиной реализации достаточно сложного механизма горения капель суспензионных топлив [10–13], когда процессы газофазного и гетерогенного выгорания компонентов достаточно существенно распределены во времени, а длительность горения в целом составляет несколько десятков секунд (30–90 с). Установлено [16], что диспергирование капель суспензионных топлив достаточно существенно (в 8–12 раз) интенсифицирует выгорание горючих компонентов [16], причем интенсивность диспергирования возрастает при увеличении концентрации горючей жидкости в составе топлива. На основании результатов выполненных анализов свойств отдельных топливных компонентов установлено, что эффект диспергирования обусловлен возникновением в объеме капли суспензионного топлива центров парообразования, зарождение которых зависит от соотношения дисперсионных и полярных составляющих свободной поверхностной энергии компонентов, входящих в состав топлив.



*Рис. 1. Модель установки приготовления и сжигания композиционных жидких топлив*

Основной причиной диспергирования капель суспензий или эмульсий является микровзрыв [17, 18], который в результате протекания взаимосвязанных физико-химических процессов (испарения, термического разложения, газификации одного из компонентов) ведет к частичному или полному разрушению исходной капли многокомпонентного топлива с образованием десятков и сотен мелкодисперсных фрагментов. Кратное увеличение площади свободной поверхности топлива после диспергирования ведет к интенсификации прогрева, испарения, термического разложения компонентов, их зажигания и горения, а также увеличению полноты выгорания топлива. Этот эффект может быть использован на практике при разработке перспективных технологий сжигания низкосортных топлив в теплоэнергетике, когда энергия выделяется в течение относительно короткого промежутка времени в достаточно большом по размерам объеме, а не в условиях длительного газофазного или гетерогенного горения капель и частиц топлив.

Для проведения промышленного исследования энергетического применения композиционных топливных смесей на основе отходов с непрерывной регистрацией технических характеристик процесса выгорания топлива спроектирована мобильная установка, модель которой представлена на рисунке 1. Установка содержит в своем составе автоматизированную систему топливоприготовления, систему сжигания приготавливаемого топлива и систему измерения с непрерывной регистрацией технических характеристик протекающих процессов (коэффициент избытка воздуха, температура в топке, концентрации антропогенных выбросов в дымовых газах). Установка может применяться для факельного и слоевого сжигания. В качестве энергоресурса используется композиционное жидкое топливо различного состава. Основой для приготовления топливных смесей могут являться отходы угольной промышленности (угольный шлак, фильтр-кек и другие), отходы нефтяного происхождения (отработанные масла, мазуты, нефтепродукты), а также горючие коммунальные отходы и биомасса (опилки, солома, торф, органические отходы).

Автор благодарен аспиранту Паушкиной К.К. и магистранту Кузнеценковой Д.А. за помощь при подготовке материалов доклада.

Исследование выполнено при поддержке программы развития Национального исследовательского Томского политехнического университета «Приоритет-2030» (проект № Приоритет-2030-НИП/ЭБ-038-375-2023).

#### Литература

1. Jimenez L. et al. Operational predictive model for a municipal waste incinerator: A spanish case study // *International Journal of Environmental Research*. – 2011. – Т. 5. – № 3. – С. 639-650.
2. Moskvichev, V.F.; Tugov, A.N. Analysis of Operating Experience with Steam Air Preheaters at Russian Municipal Solid Waste Thermal Power Plants. *Power Technol. Eng.* 2012, 46, 46–51, doi:10.1007/s10749-012-0305-1.
3. Wang, H.; Wang, C. Municipal Solid Waste Management in Beijing: Characteristics and Challenges. *Waste Manag. Res.* 2013, 31, 67–72, doi:10.1177/0734242X12468199.
4. Jeswani, H.K.; Smith, R.W.; Azapagic, A. Energy from Waste: Carbon Footprint of Incineration and Landfill Biogas in the UK. *Int. J. Life Cycle Assess.* 2013, 18, 218–229, doi:10.1007/s11367-012-0441-8.
5. De Souza, S.N.M.; Horttanainen, M.; Antonelli, J.; Klaus, O.; Lindino, C.A.; Nogueira, C.E.C. Technical Potential of Electricity Production from Municipal Solid Waste Disposed in the Biggest Cities in Brazil: Landfill Gas, Biogas and Thermal Treatment. *Waste Manag. Res.* 2014, 32, 1015–1023, doi:10.1177/0734242X14552553.
6. Funari, V.; Braga, R.; Bokhari, S.N.H.; Dinelli, E.; Meisel, T. Solid Residues from Italian Municipal Solid Waste Incinerators: A Source for “critical” Raw Materials. *Waste Manag.* 2015, 45, 206–216, doi:10.1016/j.wasman.2014.11.005.
7. Dong, J.; Tang, Y.; Nzihou, A.; Chi, Y.; Weiss-Hortala, E.; Ni, M.; Zhou, Z. Comparison of Waste-to-Energy Technologies of Gasification and Incineration Using Life Cycle Assessment: Case Studies in Finland, France and China. *J. Clean. Prod.* 2018, 203, 287–300, doi:10.1016/j.jclepro.2018.08.139.
8. Cimpan, C.; Maul, A.; Jansen, M.; Pretz, T.; Wenzel, H. Central Sorting and Recovery of MSW Recyclable Materials: A Review of Technological State-of-the-Art, Cases, Practice and Implications for Materials Recycling. *J. Environ. Manage.* 2015, 156, 181–199, doi:10.1016/j.jenvman.2015.03.025.
9. Zaman, A.U. A Comprehensive Review of the Development of Zero Waste Management: Lessons Learned and Guidelines. *J. Clean. Prod.* 2015, 91, 12–25, doi:10.1016/J.JCLEPRO.2014.12.013.
10. Glushkov, D.O.; Strizhak, P.A. Ignition of Composite Liquid Fuel Droplets Based on Coal and Oil Processing Waste by Heated Air Flow. *J. Clean. Prod.* 2017, 165, 1445–1461, doi:10.1016/j.jclepro.2017.07.207.
11. Glushkov, D.O.; Strizhak, P.A.; Verzhinina, K.Y. Minimum Temperatures for Sustainable Ignition of Coal Water Slurry Containing Petrochemicals. *Appl. Therm. Eng.* 2016, 96, 534–546, doi:10.1016/J.APPLTHERMALENG.2015.11.125.
12. Pinchuk, V.A. The Main Regularities of Ignition and Combustion of Coal-Water Fuels Produced from Brown, Flame and Gas Coals. *Int. J. Eng. Res. Africa* 2018, 37, 141–157, doi:10.4028/www.scientific.net/JERA.37.141.
13. Pinchuk, V.A.; Sharabura, T.A.; Kuzmin, A.V. Experimental Investigation of Thermal Conductivity and Heat Capacity of Coal-Water Fuel. *Int. J. Energy a Clean Environ.* 2016, 17, 165–185, doi:10.1615/InterJEnerCleanEnv.2016019411.
14. Nyashina, G.S.; Kurgankina, M.A.; Strizhak, P.A. Environmental, Economic and Energetic Benefits of Using Coal and Oil Processing Waste Instead of Coal to Produce the Same Amount of Energy. *Energy Convers. Manag.* 2018, 174, 175–187, doi:10.1016/j.enconman.2018.08.048.
15. Glushkov, D.O.; Paushkina, K.K.; Shabardin, D.P.; Strizhak, P.A. Environmental Aspects of Converting Municipal Solid Waste into Energy as Part of Composite Fuels. *J. Clean. Prod.* 2018, 201, 1029–1042, doi:10.1016/j.jclepro.2018.08.126.
16. Verzhinina, K.Y.; Nyashina, G.S.; Dorokhov, V.V.; Shlegel, N.E. The Prospects of Burning Coal and Oil Processing Waste in Slurry, Gel, and Solid State. *Appl. Therm. Eng.* 2019, 156, 51–62, doi:10.1016/j.applthermaleng.2019.04.035.
17. Antonov, D.V.; Kuznetsov, G.V.; Strizhak, P.A. Comparison of the Characteristics of Micro-Explosion and Ignition of Two-Fluid Water-Based Droplets, Emulsions and Suspensions, Moving in the High-Temperature Oxidizer Medium. *Acta Astronaut.* 2019, 160, 258–269, doi:10.1016/j.actaastro.2019.04.048.
18. Rubio, M.A.; Gunduz, I.E.; Groven, L.J.; Sippel, T.R.; Han, C.W.; Unocic, R.R.; Ortolan, V.; Son, S.F. Microexplosions and Ignition Dynamics in Engineered Aluminum/Polymer Fuel Particles. *Combust. Flame* 2017, 176, 162–171, doi:10.1016/j.combustflame.2016.10.008.

OPTIMIZATION OF THE OIL AND GAS GATHERING NETWORK BASED ON THE USE  
OF AN INTEGRATED APPROACH

Petrov A.E.<sup>1,2</sup>

Scientific advisors professor Korovkin M.V.<sup>1</sup>, associate professor Bolsunovskaya L.M.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Joint Stock Company "Tomsk Petroleum Institute", Tomsk, Russia

An integrated approach is widely used in the oil and gas industry for monitoring the development status and designing various operations. Approach is based on determining the relationship between factors acting on the process under study [1]. Currently, optimization of ground-based infrastructure is often carried out using an integrated approach, since this process requires taking into account development data that can be updated over time [2, 3]. This paper presents an integrated approach implementation to optimizing the project of oil and gas gathering network of the X field based on the use of the information system (IS) "Flow" as an integrator (developed by JSC "Tomsk Petroleum Institute").

IS "Flow" is a tool for data exchange between a model of production facilities and gathering network created in the "PIPESIM" software product and an "Excel" spreadsheet. Thus, it is possible to enter development data into a spreadsheet for subsequent exchange with the "PIPESIM" simulator. In fact, IS "Flow" performs the function of an integrator between development data contained in an "Excel" spreadsheet and a model of production facilities and gathering networks. This approach involves the use of a small set of licenses, which is currently a big advantage. So, in this case, it is necessary to have only the licenses "PIPESIM" and the IS "Flow", which will be available in the future within the perimeter of PJSC "Rosneft Oil Company". This combination has a simplified description of the underground part of the field and can solve the problem of optimizing the gathering network without the use of expensive hydrodynamic simulators and special integrators. Figure 1 shows the logical chain for planning optimization of the gathering network. The procedure includes transferring the production profile to the IS "Flow" for exchange with the "PIPESIM" model and transferring optimization results to the economic model.

Figure 2 shows the result of the hydraulic calculation (HC) of the gathering network at the base production profile for the year of maximum load. The results show the optimal load of the initial gathering network for the base production profile. The optimal loading is determined by the general compliance with the boundary conditions for the fluid velocity in sections of the gathering network. Thus, the fluid velocity in the gathering network should not exceed 3.6 m/s per year of maximum load and should not fall below 0.3 m/s; if possible, it is also necessary to ensure a velocity higher than 0.8 m/s to minimize corrosive processes (according to internal standards of PJSC "Rosneft Oil Company"). The corresponding lines are reflected on the results of all HC.

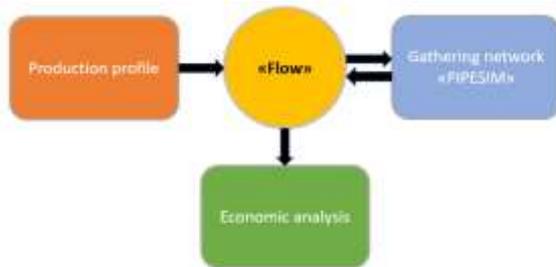


Fig. 1. The logical basis of the implemented approach

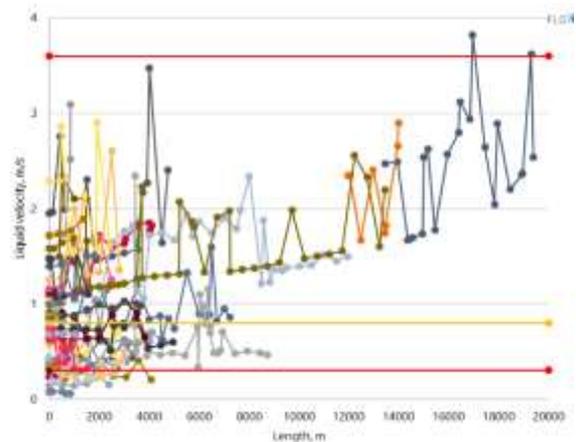


Fig. 2. Liquid velocities of base production profile

After updating the production profile, a series of surveys were carried out to determine the optimal configuration of the gathering network. Figure 3 shows the result of HC with an updated production profile, from which a decrease in the load on the gathering network can be seen compared to the base profile. Reducing the load determines the possibility of optimizing the gathering network. Figure 4 shows the result of the HC with an optimal configuration of the gathering network, which shows an acceptable load on the gathering network.

A decrease in the load on the gathering network indicates the need for optimization in the form of reducing the diameters of pipelines in sections of the system. Reducing diameters leads to a decrease in the overall metal intensity of the project and, accordingly, to a decrease in capital expenditures (CAPEX). A change in the production profile leads to a change in operating expenditures (OPEX) and net present value (NPV). All these parameters affect the discounted profitability index (DPI). To calculate economic indicators, a corporate economic model in the form of an "Excel" spreadsheet was taken as a basis, which was customized and adapted for this optimization project. The table presents the results of calculations of economic indicators for the base and optimized case.

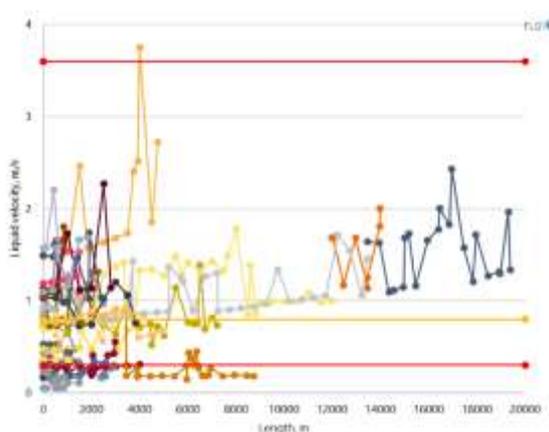


Fig. 3. Liquid velocities of updated production profile before gathering network optimization

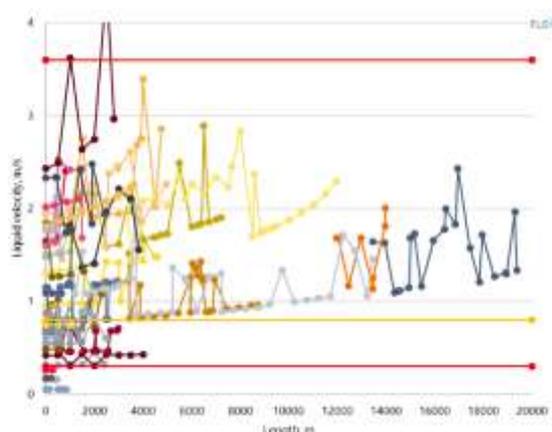


Fig. 4. Liquid velocities of updated production profile after gathering network optimization

Table

Comparison of economic indicators

Case	Oil recovery, million tons	CAPEX, billion rubles	OPEX, billion rubles	NPV, billion rubles	DPI
Base	7,195	55,222	8,481	33,695	1,83
Optimized	7,191	53,564	8,434	35,268	1,97

As a result of a series of surveys, sections of the gathering network were identified for which a reduction in diameters is necessary. A decrease in the metal intensity of the gathering network was determined from 21.193 to 14.049 thousand tons. Economic calculations showed a decrease in CAPEX by 1.658 billion rubles, a decrease in OPEX by 0.047 billion rubles, an increase in NPV by 1.573 billion rubles, an increase in DPI by 0.14, with a decrease in cumulative production of oil for the analyzed period by 4 thousand tons.

Thus, an integrated approach based on the use of the IS “Flow” made it possible to identify the possibility of optimizing the oil and gas gathering network with a clear positive economic effect. The compiled system, consisting of simplified development data, the model of production facilities and the gathering network in “PIPESIM” and the IS “Flow” as an integrator, helped to determine the reduction in the load on the gathering network and determine the program for its reconfiguration. The program includes reducing the diameters of sections of the gathering network, which leads to a reduction in its metal intensity from 21.193 to 14.049 thousand tons. An economic comparison of two options for the development and operation of X field determined that the option with the updated production profile and the optimized gathering network is more profitable even though the cumulative production of oil is less by 4 thousand tons. In this option, NPV is greater by 1.573 billion rubles.

#### References

1. Efimov D.V. Experience and Prospects for the use of Integrated Modeling in the Design and Management of a Digital Field // *Neft. Gaz. Novacii.* (Oil. Gas. Innovations.). – 2022. – No. 11 (264). – P. 10–15.
2. Kholkina Yu.D. Optimizing Onshore Infrastructure for Large Gas Field Using Integrated Modeling / Yu.D. Kholkina, K.B. Kuziv, O.A. Loznuk, Yu.A. Arkhipov // *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika* (Bulletin of Tyumen state university. Physico-mathematical modeling. Oil, gas, energy). – 2021. – Vol. 7. – No. 4 (28). – P. 147–162.
3. Klochkova E.S. A Comprehensive Approach to Formation of a Strategy for Development of the Vatyeganskoe Oilfield / E.S. Klochkova, I.V. Ryabov, T.S. Pozdnyakova, I.V. Palamarchuk, T.A. Koshkin, V.L. Vornovskiy // *Geologiya, geofizika i razrabotka nefnyanyh i gazovyh mestorozhdeniy* (Geology, geophysics and development of oil and gas fields). – 2021. – No. 12 (360). – P. 96–102.

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИИ РАБОТАЮЩИХ НА ПОПУТНОМ НЕФТЯНОМ ГАЗЕ**

**Белкин В. Г., Космынина Н.М.**

Научный руководитель доцент Космынина Н. М.

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

Использование попутного газа на нефтегазовом месторождении является важным аспектом эффективного управления ресурсами и снижения негативного воздействия на окружающую среду. Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это природный газ, который выделяется вместе с нефтью при ее добыче.

К основным способам применения ПНГ можно отнести:

- повышение давления в пласте и увеличения добычи нефти;
- очистка и использование, товарного природного газа, для продажи на рынке;
- переработка с целью получения различных химических продуктов, таких как аммиак, метанол, этилен и другие;
- сжигание для производства тепловой и электрической энергии, которая используется для обеспечения функционирования месторождения.

В данной статье предлагаются рекомендации по выбору конструктивных решений, применение которых, при проектировании и реконструкции, может оказать положительное влияние на надежность функционирования схем газоснабжения электрических станций.

Первое, на что хотелось бы обратить внимание, это выбор количества и единичной мощности генераторов. На данные характеристики оказывает влияние параметры ПНГ. Применении более мощных турбин возможно только с использованием установки подготовки топливного газа (УПТГ). УПТГ обеспечивает необходимое качество ПНГ в соответствии с установленными параметрами по температуре, расходу, давлению и химическому составу. Для поддержания необходимого давления газа в состав УПТГ входят компрессорные установки (КУ): электрические и газопоршневые. Автору статьи известны случаи использования ПНГ без УПТГ (с пассивной фильтрацией) для газоснабжения электрических станций. Преимуществом данного способа является отсутствие оборудования и элементов, выход из строя которых прерывает подачу газа на электрическую станцию. Наиболее часто встречающимся примером является остановка компрессорной установки. Помимо этого, при полном погашении электроснабжения необходимое давление ПНГ поддерживается достаточно продолжительное время, позволяющее восстановить работу генераторов в короткие сроки без применения аварийной дизельной генерации. К недостаткам можно отнести получаемую достаточно ограниченную единичную мощность генераторов по причине невысокого давления и нестабильного химического состава ПНГ. Стоит отметить, что использование ПНГ без УПТГ на определенном этапе строительства и развития месторождения по причине увеличения потребляемой мощности становится экономически нецелесообразным. В данном случае применения комбинированного способа газоснабжения позволит в дальнейшем снизить риски полного погашения месторождения при внезапном выходе из строя оборудования УПТГ.

Еще одной технологической возможностью, которую рекомендуется использовать, является изменение конфигурации трубопровода путём установки лупинга или ресивера. Данная модификация позволяет поддерживать необходимый уровень давления газа в трубопроводе в случае аварийного перехода с одной КУ УПТГ на другой без перерыва газоснабжения. Сюда же можно отнести применение аварийной автоматики отключения всех (возможных) газовых потребителей с аналогичной целью.

Отдельно стоит уточнить, что увеличение количества применяемых КУ сказывается положительно на надежности газоснабжения, например при выводе их в ремонт. Но здесь необходимо подтверждение экономической целесообразности внедрения указанного дорогостоящего оборудования. Помимо этого, запуск одновременно двух и более КУ позволяет осуществлять непрерывную подачу газа в случае последующего выхода из строя одной из КУ. Данный способ рекомендуется применять в определённых аварийных или с повышенным риском ситуациях (при которых возможно полное погашение электрической станции), не на постоянной основе, с целью экономии ресурса КУ.

Применение аварийных дизельных станций для восстановления работы электрических станций не является нововведением по сравнению с использованием так называемых «двухтопливных» установок [1]. На современных газотурбинных установках (ГТУ) существует возможность в достаточно короткие сроки силами эксплуатационного персонала путем замены форсунок переоборудовать ГТУ на работу с дизельным топливом. Данный функционал (на который необходимо обратить внимание при выборе оборудования) позволяет использовать ГТУ на дизельном топливе без отключения при аварийном прекращении газоснабжения станции или при плановом выводе в ремонт технологического (газового) оборудования.

Основной особенностью, на которую хотелось бы указать (в рамках данной статьи) при проектировании устройств противоаварийной автоматики энергосистемы, является выбор уставок АЧР. При определении отключающих воздействий, необходимо проанализировать состав отключаемого оборудования с целью исключения потребителей, обеспечивающих газоснабжение электростанций (КУ УПТГ).

Помимо всего прочего отдельно стоит выделить проблему организационного взаимодействия эксплуатационного персонала, а также отделов проектных институтов различных направлений: технологического и электрического. Как показала практика, персонал технологического направления не уделяет должного внимания вопросам важности и приоритетности газоснабжения электростанции. При том, что данный вопрос оказывает непосредственное влияние на основной показатель работы месторождения - план добычи нефти.

Приведенные выше рекомендации не являются исчерпывающими и могут корректироваться под местные условия по причине возможных отличий в технологических процессах, функциональных особенностей и ограничений технологического и электрического оборудования. Применение каждого из них необходимо подтверждать соответствующими расчетами.

Литература

1. Гуревич Ю. Е., Илюшин П. В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией. – 2018.

**СИСТЕМА БЕСКОНТАКТНОГО ПЕРЕМЕШИВАНИЯ ЖИДКОСТЕЙ  
С АВТОМАТИЧЕСКИМ УПРАВЛЕНИЕМ**

**Белоногов М.В., Кизириди В.Г., Зайцев А.С.**

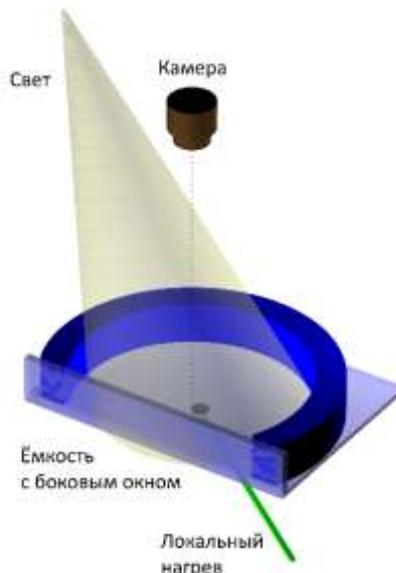
Научный руководитель н.с. Р.И. Егоров

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

Перемешивание технологических жидкостей, равно как и различных лабораторных проб, является актуальной задачей при работе добывающей промышленности. За многие десятилетия развития технологий были предложены различные методики перемешивания жидких сред [2], базирующиеся, в первую очередь, на их механическом перемешивании [3]. Однако, зачастую такой подход является трудным к реализации в силу конструктивных причин или при работе с агрессивными средами, непосредственное взаимодействие с которыми грозит повышенным износом оборудования. В то же время, применение различных канальных перемешивателей, которые являются популярной альтернативой механическим мешалкам, не удобно в случае, когда объем примеси значительно меньше объема базового компонента. Разработка бесконтактных методов массопереноса в стационарном объеме, которые не требуют непосредственного контакта с жидкостью, позволяет решить задачи перемешивания в таких случаях [5].

В представляемом исследовании рассмотрены особенности процесса перемешивания жидкости в плоском слое за счет специальным образом организованных конвективных течений, а также принцип автоматического управления процессом с помощью перемещения центра локального нагрева по дну емкости.

Для исследования особенностей процесса перемешивания жидкости за счет конвекции при локальном нагреве [4,5] был сконструирован стенд, схема которого представлена на Рис.1. Дно емкости с жидкостью (1) локально нагревается либо за счет потока светового излучения, либо за счет контактного нагревателя (2). Возникающий резкий максимум температуры инициирует конвекцию в жидкости, которая позволяет распространить внесенную примесь по всему объему. Для контроля равномерности перемешивания удобно использовать видеокамеру с внешней подсветкой, хотя в промышленном исполнении можно обойтись простейшими фотоэлементами, установленными над зоной подачи примеси и по кольцу, на расстоянии 0,75 радиуса емкости от ее центра.



**Рис. 1. Схема экспериментального стенда для исследования конвекционного перемешивания жидкости**

Для проведения экспериментального исследования использовались подкрашенные водные смеси. На поверхность цилиндрического слоя жидкости ( $h \sim 0.2 \div 0.5 R$ ) вносилась окрашенная примесь в количестве  $1 \div 5 \%$  от объема слоя. При включении локального нагрева, возникал резкий максимум температуры в области нагрева ( $T \sim 36^\circ\text{C}$ ) на фоне равновесной температуры слоя ( $T \sim 20 \div 25^\circ\text{C}$ ). В результате, в слое формировалось доминирующее

## СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

течение Марангони ( $Ma \sim 1000 \div 50000$ ), причем, с ростом толщины слоя растет вклад течения Рэлея ( $Ra \sim 100 \div 5000$ ), которое обеспечивало перемешивание жидкости вдоль вертикальной оси слоя.

Таким образом, варьируя толщину слоя, мощность нагрева и местоположение центра нагрева на дне емкости, можно управлять процессом перемешивания, добиваясь достаточно равномерного распределения примеси по рабочему объему.

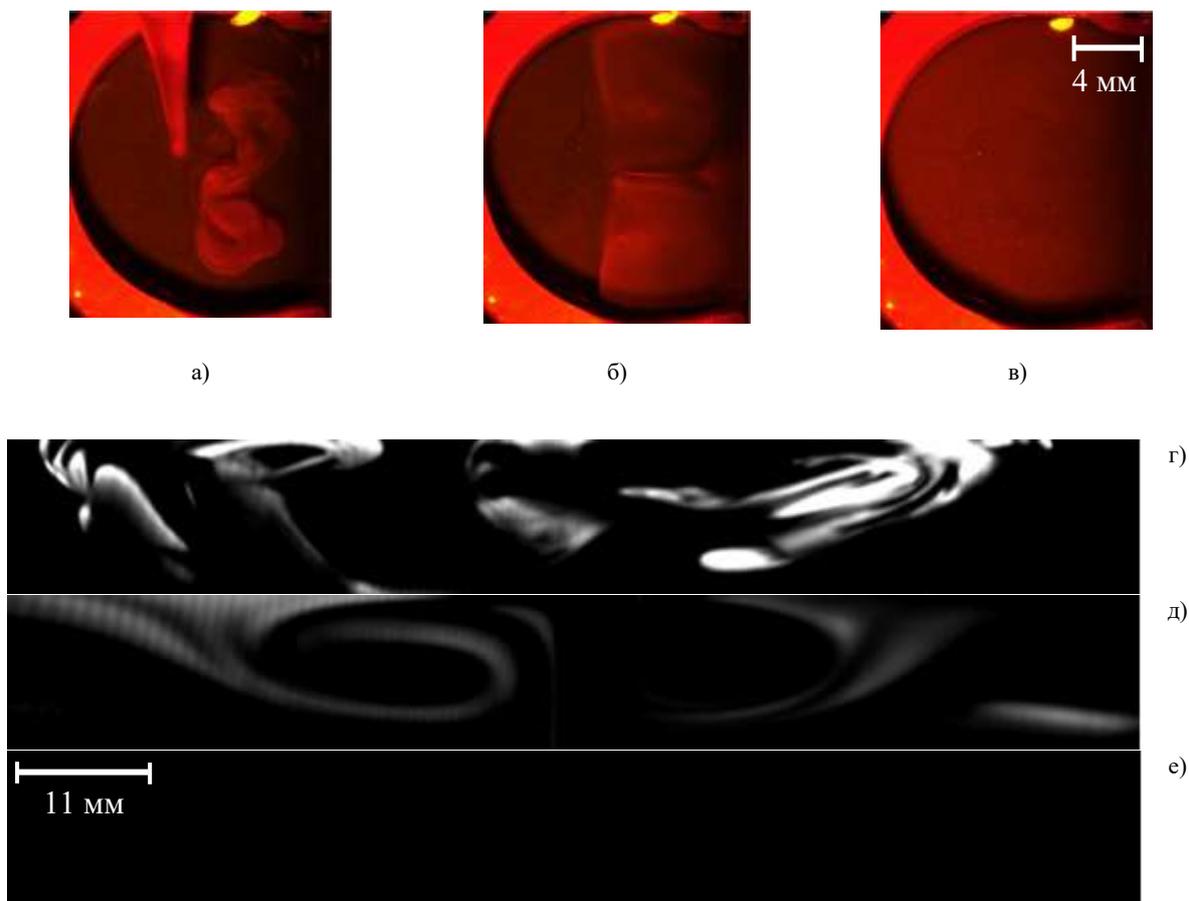
В ходе эксперимента было показано, что в тонком слое жидкости могут реализовываться режимы быстрого распространения примеси в приповерхностном слое, когда порция примеси захватывается одним из макроскопических вихрей Марангони. При этом, распространение примеси по глубине остается незначительным.

С ростом толщины слоя свыше  $0,3 R$ , усиление конвекции Рэлея приводит к ускорению вертикального перемешивания и более равномерному распространению примеси по объему. Управляя длительностью процесса в данном режиме, можно регулировать однородность получаемой смеси.

В толстом слое жидкости ( $h > 0,4 R$ ) конвективное течение становится хаотичным, что несколько повышает эффективность массопереноса по всему объему, но существенно увеличивает длительность процесса.

В результате, оптимальными условиями (рис. 2) для перемешивания являются геометрия емкости, когда ( $h \sim 0,3 \div 0,35 R$ ), а интенсивность нагрева порядка  $0,25 \div 0,5 \text{ кВт/см}^2$ . В данном случае на поверхности слоя жидкости формируется пара макроскопических вихрей Марангони, взаимодействующих с термо-гравитационным течением, соответствующим числу Рэлея  $Ra \sim 1000 \div 3000$ . Поддержание такого режима в течение длительного времени приводит к медленному росту температуры жидкости, однако за время, необходимое для получения однородной смеси в более 80 % объема емкости, средняя температура растет не более, чем на  $10 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Для исключения случаев, когда в силу флуктуаций температуры или ряда других факторов самопроизвольно реализуется захват большей части примеси одним вихрем Марангони, предлагается использовать управление положением центра нагрева согласно показаниям оптических датчиков, контролирующих уровень результирующей окраски жидкости. Это может быть реализовано за счет смещения светового пучка при оптическом нагреве или автоматическим переключением на другой локальный нагреватель, установленный под днищем емкости.



**Рис. 2. Вид слоя сверху (а-в) и соответствующий вид справа, в диаметральной сечении (г-е). Яркие пятна показывают зоны с повышенной концентрацией примеси. Конус на (а) – сопло дозатора. Виды (а-в и г-е) соответствуют моментам времени 10 сек, 60 сек и 91 минута после введения примеси**

Предложенный подход позволяет реализовать бесконтактное перемешивание различных жидкостей, подбирая параметры нагрева и геометрию емкости так, чтоб достичь указанных диапазонов конвекционных критериев

подобия. Автоматическая система управления нагревом, перемещающая зону локального нагрева по сечению дна емкости, может быть реализована на базе доступных микроконтроллеров общего назначения.

Работа выполнена в рамках проекта РФФ № 23-73-01200.

#### Литература

1. Afshar Ghotli R. et al. Liquid-liquid mixing in stirred vessels: a review // Chemical Engineering Communications. – 2013. – Т. 200. – № 5. – С. 595-627.
2. Cai G. et al. A review on micromixers // Micromachines. – 2017. – Т. 8. – № 9. – С. 274.
3. Lee C. Y. et al. Microfluidic mixing: a review // International journal of molecular sciences. – 2011. – Т. 12. – № 5. – С. 3263-3287.
4. Misyura S. Y. et al. Evaporation and heat exchange of a thin liquid layer under various heating methods: Advantages of local heating over uniform heating of the wall // International Communications in Heat and Mass Transfer. – 2023. – Т. 149. – С. 107138.
5. Misyura S. Y. et al. Forming the convective flows and a cluster of particles under spot heating // Nanoscale and Microscale Thermophysical Engineering. – 2021. – Т. 25. – № 1. – С. 46-63.

### АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВИХРЕВЫМ СЖИГАНИЕМ БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ПРОМЫШЛЕННОМ ГОРЕЛОЧНОМ УСТРОЙСТВЕ

Верходанов Д.А., Ашихмин А.Е.

Научный руководитель доцент М.В. Пискунов

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

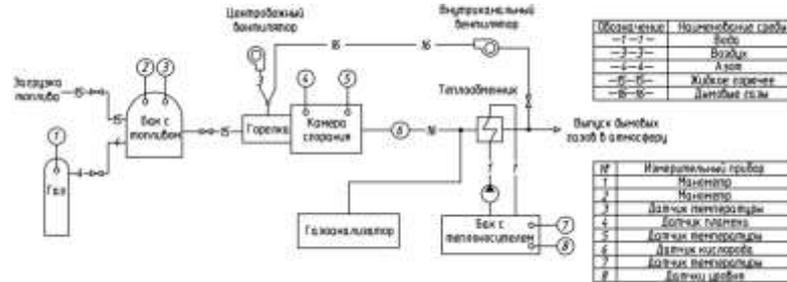
В современном мире стремление к экологически чистым и устойчивым источникам энергии становится все более насущной потребностью. В этом контексте биодизельное топливо занимает особое место, представляя собой перспективный альтернативный источник энергии, который имеет потенциал уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

Множество исследований и научных работ посвящено изучению процессов сжигания биодизельного топлива и его влияния на окружающую среду [4, 2]. Однако эффективное сжигание биодизеля напрямую зависит от целого ряда факторов, среди которых ключевыми являются давление при подаче топлива и отношение воздуха к топливу в дымовых газах [1]. В работе [3] авторы утверждают, что концентрация кислорода в камере сгорания влияет на полноту сгорания и образование сажи. Поэтому контроль параметров топливовоздушной смеси в камере сгорания играет важную роль в снижении вредных выбросов при сжигании топлива. Автоматизированные системы управления как раз решают проблему постоянного поддержания расхода воздуха и давления в системе, что делает процесс сжигания топлив эффективным и экологичным.

Целью данной работы является проектирование автоматизированной системы управления вихревым сжиганием биодизельного топлива на базе горелочного устройства, которая обеспечит оптимальное горение топлива с минимальным воздействием на окружающую среду. Данный стенд ориентирован на малую энергетику и является частью цикла проверки стабильности сжигания биодизельного топлива. Тестирование топлива на стенде позволяет определить его качество и соответствие стандартам, что помогает снизить расходы на обслуживание, увеличить срок службы оборудования и обеспечить стабильную и надежную работу системы.

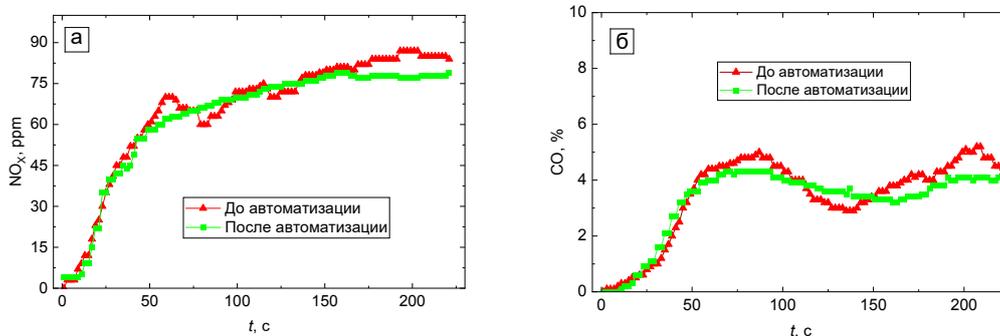
Автоматизированная система управления проектируется на базе лабораторного стенда по сжиганию биодизельного топлива, который состоит из бака с топливом, газового баллона, горелки, камеры сгорания, теплообменника, бака с теплоносителем, газоанализатора и измерительных приборов (рис.1). Бак с топливом представляет металлический стакан. В верхней части стакана установлены следующие составляющие: манометр (2), датчик температуры (3), узел загрузки топлива, патрубок выпуска газа в атмосферу с регулирующим клапаном и патрубок заполнения резервуара газом с регулирующим клапаном. Заполнение резервуара газом производится с помощью газового баллона, заправленного азотом, и редуктора. Подача топлива производится непосредственно через дизельную форсунку, над которой установлены электроды воспламенения для формирования искры. Для контроля подачи топлива в камеру сгорания используются электрический клапан. Перед камерой сгорания установлен завихритель потока, предназначенный для дополнительного смешивания топлива с потоком воздуха. В камере сгорания расположены датчик температуры (5) и датчик пламени (4). После камеры сгорания установлен датчик концентрации кислорода (6), показывающий соотношение воздух/топливо. Регулирование данного соотношения осуществляется с помощью частотного преобразователя центробежного вентилятора. Для снижения температуры дымовых газов используется водяной теплообменник газового котла Navien ACE Coaxil, Deluxe с мощностью 13-24 кВт (материал изготовления – нержавеющая сталь, вид конструкции – спиральный). Данный теплообменник охлаждает выхлопные газы путем теплопередачи между нагретой (выхлопные газы) и холодной (вода) средой. Рециркуляция воды по теплообменнику реализуется посредством циркуляционного насоса. В баке с теплоносителем с помощью датчиков осуществляется контроль температуры (7) и уровня (8). После охлаждения дымовые газы через патрубок выпускаются в атмосферу. Однако в случае, когда необходима работа системы рециркуляции дымовых газов открывается дроссель-клапан и включается внутриканальный вентилятор. Для определения компонентного состава газовой смеси использовался газоанализатор Тест – 1, предназначенный для измерения отдельных компонентов газовой смеси при длительном непрерывном измерении относительно высоких концентраций и зонд-щуп, установленный в кожух теплообменника.

Работа автоматизированной системы реализована с помощью контроллера и базируется на регулировании расхода воздуха и давления в баке с топливом относительно соотношения воздух/топливо. Данное отношение измеряется при помощи датчика кислорода, установленного после камеры сгорания в воздуховоде. При снижении значения отношения воздух/топлива ниже 14,5 повышается расход воздуха посредством увеличения скорости оборотов центробежного вентилятора. Регулирование скорости вращения вентилятора осуществляется с помощью частотного преобразователя. В случае повышения данного отношения выше значения 15,0 скорость оборотов вентилятора должна быть снижена. Помимо расхода воздуха важно контролировать давление в баке с топливом, при снижении давления в баке необходимо снижать скорость оборотов вентилятора для поддержания оптимального соотношения воздух/топливо. Оптимальные условия для сжигания топлива достигаются при значении расхода воздуха 17,23 г/с и давлении 0,6 МПа, а также при расходе воздуха 18,83 г/с и давлении 1,2 МПа.



**Рис. 1. Схема лабораторного стенда для проведения испытаний по вихревому сжиганию биодизельного топлива**

На рисунке 2 представлены результаты газоанализа по сжиганию биодизельного топлива Вб. Снижение интенсивности колебаний тренда выбросов NO<sub>x</sub> и СО подтверждает положительное влияние внедрения автоматизированной системы на процесс сжигания биодизельного топлива, так как достигаются стационарные значения при незначительных колебаниях показаний. В свою очередь, результаты, полученные до автоматизации, показывают, что при сжигании топлива происходят существенные колебания значений NO<sub>x</sub> и СО. Это может быть вызвано человеческим фактором, так как ручное регулирование расхода воздуха менее точно. Такие колебания в выбросах вредных веществ могут приводить к нестабильной работе системы, так как избыток кислорода в камере сгорания приводит к повышению расхода топлива. В свою очередь недостаток кислорода ведет к недожогу и как следствие к увеличению образования сажи и выбросов СО.



**Рис. 2. Динамика изменения количества компонента NO<sub>x</sub> (а), СО (б). Условия газоанализа: соотношение воздух/топливо = 14,5, давление на впрыске = 0,6 МПа, расход воздуха = 17,23 л/с**

Реализация данной автоматизированной системы управления позволяет поддерживать оптимальные параметры горения топлив, как следствие улучшаются экологические показатели процесса сжигания биодизельного топлива. Таким образом, результаты исследования подтверждают перспективность внедрения автоматизированной системы управления вихревым сжиганием биодизельного топлива в промышленных горелочных устройствах, что способствует повышению эффективности производства и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

*Работа выполнена при поддержке программы развития Национального исследовательского Томского политехнического университета «Приоритет 2030» (Приоритет-2030-НИИ/ЭБ-038-1308-2024).*

#### Литература

1. Chiong M. C. et al. Effects of swirler vane angle on palm biodiesel/natural gas combustion in swirl-stabilised gas turbine combustor //Fuel. – 2020. – Т. 277. – С. 118213.
2. Józsa V. et al. Ultra-low emission combustion of diesel-coconut biodiesel fuels by a mixture temperature-controlled combustion mode //Energy Conversion and Management. – 2020. – Т. 214. – С. 112908.
3. Liu H. et al. Combustion characteristics and soot distributions of neat butanol and neat soybean biodiesel // Energy & fuels. – 2011. – Т. 25. – № 7. – С. 3192-3203.
4. Shen Y. et al. Study on the characteristics of evaporation–atomization–combustion of biodiesel // Journal of the Energy Institute. – 2019. – Т. 92. – № 5. – С. 1458-1467.

**АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ 35/6 КВ**

**Воропин Н.С., Космынина Н.М.**

Научный руководитель доцент Космынина Н.М.

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

Подстанция 35/6 кВ - расположена в г. Стрежевой, относится к ООО «Энергонефть Томск». Служит для электроснабжения Советского нефтяного месторождения.

Энергонефть Томск – это российская компания, специализирующаяся в области производства и реализации нефтепродуктов [1].

Данное нефтяное месторождение входит в состав Тюменской и Томской областей. В свою очередь оно является довольно-таки примечательным объектом нефтегазовой промышленности Западной Сибири. Советское НМР было открыто в 1962 году, и с тех пор продолжает свою работу. Месторождение имеет привязку к нескольким поднятиям, таким как Советское, Соснинское, Медведьевское и Нижневартовское.

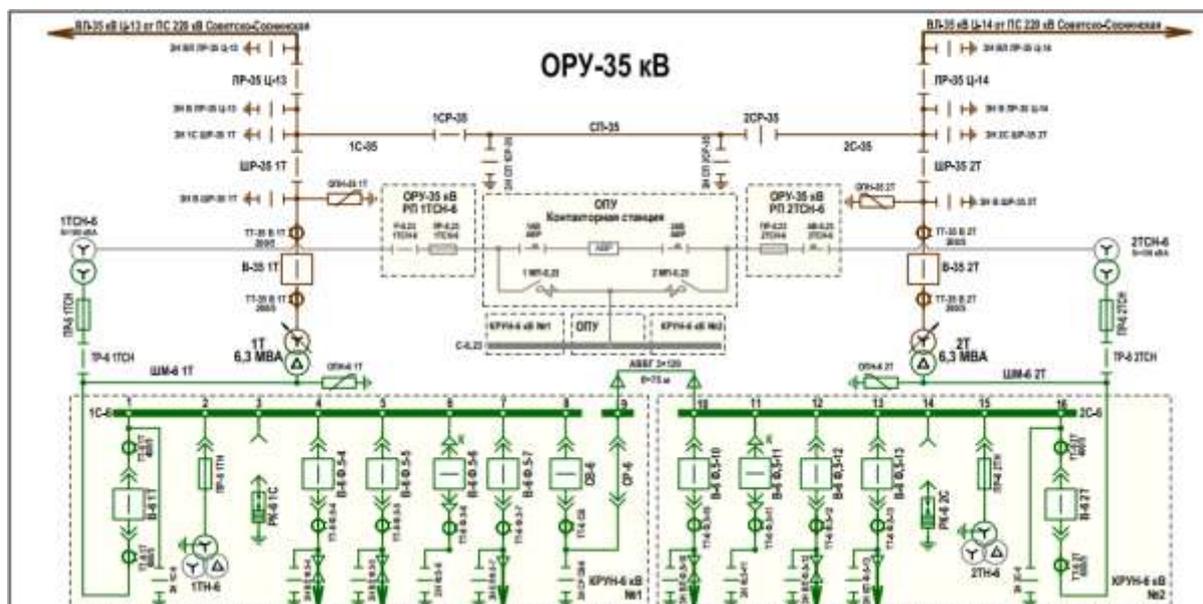
В геологическом строении месторождения принимают участие отложения различных временных периодов. Здесь преобладают юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Вперемешку с этими слоями находятся песчаники с аргиллитовыми и алевролитовыми прослоями, а также глинистые отложения с прослоями алевролитов и песчаников. Месторождение заслуживает особого внимания благодаря своей уникальности и значимости на протяжении многих лет не только для региона, но и для всей нефтедобывающей отрасли страны.

двухтрансформаторную подстанцию, в которой мощность каждого трансформатора равна 6,3 МВА. По сути, она состоит из двух секций, которые в свою очередь соединены через секционный выключатель, по стороне НН – с соединенными шинными мостами.

Питание подстанции №105 35/6 кВ осуществляется от ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» по двум воздушным линиям. По шинам напряжение понижается с 35 до 6 кВ на понижающих трансформаторах, и далее передается на шинные мосты первой и второй секций, где распределяется по нагрузкам.

При напряжении 6 кВ, энергия направляется к буровым установкам, компрессорным станциям, насосным системам для перекачки нефти, а также к системам насосов для поддержания давления в пласте. Кроме того, энергия достигает трансформаторных подстанций с напряжением 6/0,4 кВ, которые обеспечивают электропитание для оборудования на скважинах в процессе их эксплуатации.

На рисунке 1 приведена нормальная схема электрических соединений подстанции 35/6 кВ.



**Рис. 1. Нормальная схема электрических соединений ПС 35/6 кВ**

Подстанция состоит из двух РУ: ОРУ-35 кВ и КРУУ 6 кВ.

Распределительное устройство высшего напряжения 35 кВ является открытым. Выполнена по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий [2].

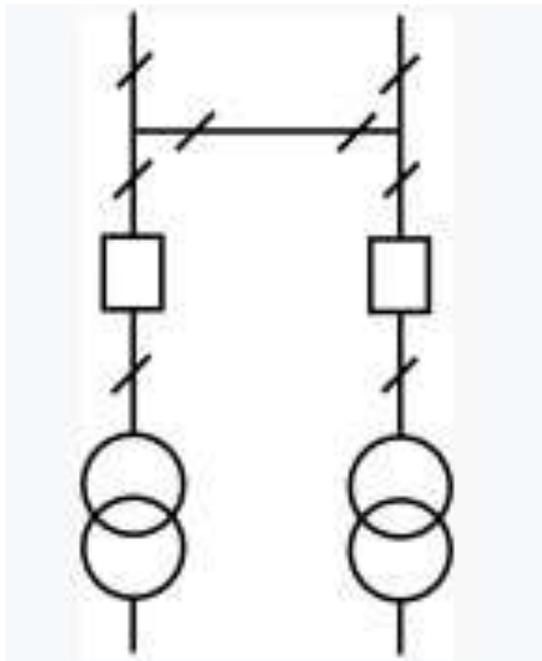


Рис. 2. Схема 4Н

Связь между РУ осуществлена при помощи силовых трансформаторов ТМН-6300/35. Магнитопровод трансформатора изготовлен из холоднокатаной электротехнической стали, имеющей форму трех стержней, расположенных плоскошироко. Обмотки выполнены в виде многослойных цилиндрических катушек, где в качестве провода использован алюминиевый провод с изоляцией из бумаги. Для регулировки работы трансформатора были предусмотрены отдельные слои с использованием разных типов витков - тонких и грубых регулировок. Типовая модель трансформатора, изготовленная с использованием устройства РПН типа РНТА-У-35/125, предоставляет широкие возможности для автоматического, дистанционного и местного управления. Бак трансформатора выполнен из сварных деталей, и в его верхней части предусмотрен разъем. Он специально рассчитан на внутреннее избыточное давление 30 кПа. Охлаждение трансформатора обеспечивается радиаторами [3].

На вводе 1 установлен масляный выключатель С-35-630-10 [5].

На вводе 2 установлен масляный выключатель ВМ-35-630-10 [5].

Связь между вводами выполнена при помощи секционных разъединителей РНДЗ.1-35/1000 У1 [5].

На ОРУ-35 установлены измерительные трансформаторы тока ТВ-35-II [5].

В состав КРУ-6 кВ входит:

- КВЭ-6-13 две штуки;
- ТПЛМ-10 две штуки;
- НТМИ-6/66 две штуки;

#### Литература

1. Энергонефть Томск [Электронный ресурс]. URL: <http://energoneft-tomsk.ru>
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения.
3. ТМН 6300/35 [Электронный ресурс]. URL: <https://elkabtrans.ru/>
4. Старшинов В. А., Пираторов М. В., Козина М. А. Электрическая часть электростанций и подстанций // М.: Издательский дом МЭИ. – 2015.
5. Боричев И. Е. и др. Справочник по электроустановкам промышленных предприятий. Монтаж электроустановок промышленных предприятий. – Государственное энергетическое издательство, 1964.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ  
НА ОСНОВЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**Дементьев Р.А.**

Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан

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

В условиях очередного энергетического перехода нефтегазовые компании всё чаще сталкиваются с необходимостью включения в свои инвестиционные программы проектов, связанных с возобновляемыми источниками энергии (далее – ВИЭ). Кроме того, электроснабжение отдалённых производственных объектов от центральных сетей влечёт за собой значительные капитальные и эксплуатационные затраты, что делает весьма привлекательным построение автономных систем энергоснабжения с использованием классических способов производства электроэнергии в комбинации с ВИЭ [3]. Стоит отметить, что на сегодняшний день российские нефтегазовые компании находятся в начале пути по освоению возможности использования ВИЭ в рамках своей деятельности.



**Рис. Степень вовлечённости ведущих российских и зарубежных нефтегазовых компаний в проекты ВИЭ [1]**

Низкие темпы внедрения ВИЭ в нефтегазовом секторе России в том числе обусловлены отсутствием системного подхода к развитию технологического аспекта возобновляемой энергетики, а также слабого взаимодействия между самими компаниями, учёными и производителями оборудования. Однако, несмотря на обозначенные препятствия, крупные игроки нефтегазовой отрасли постепенно наращивают установленную мощность электростанций на базе ВИЭ.

Одним из наиболее перспективных направлений развития ВИЭ на предприятиях нефтегазовой промышленности является строительство солнечных электростанций (далее – СЭС), что связано с весьма обширным набором их преимуществ [2]. Как правило, реализация проектов ВИЭ сводится к двум основным направлениям:

- обеспечение собственной потребности в электроэнергии (например, электроснабжение систем контроля и управления на отдалённых объектах);
- производство электроэнергии для последующей поставки в единую энергосистему (например, с использованием механизма ДПМ ВИЭ).

Примеры проектов в области ВИЭ, реализованных крупными российскими нефтегазовыми компаниями, приведены в таблице.

**Таблица**

**Проекты российских нефтегазовых компаний в области ВИЭ**

Компания	Наименование проекта	Мощность, МВт
Газпром нефть	СЭС на Омском НПЗ (2019 г)	1
Лукойл	СЭС на территории Волгоградского НПЗ (1-я очередь, 2018 г)	10
	СЭС на территории Волгоградского НПЗ (2-я очередь в рамках реализации ДПМ ВИЭ, 2021 г)	20
	СЭС на химическом заводе в Саратове (2019 г)	5
	СЭС на территории Краснодарского края (2020 г)	2,35

Стоит заметить, что в связи со спецификой выработки электроэнергии на СЭС при её работе на постоянную нагрузку, возникает необходимость резервирования мощности с помощью традиционной генерации или построения систем аккумулирования электрической энергии, что является основным ограничивающим фактором массового внедрения проектов ВИЭ на промышленных площадках нефтегазового комплекса.

Таким образом, при текущем уровне развития технологий производства солнечных панелей и хранения электрической энергии, использование солнечных электростанций на нефтегазовых предприятиях целесообразно рассматривать в качестве вспомогательного источника электрической энергии для решения конкретных производственных задач, либо в качестве самостоятельного объекта генерации, организованного на свободных

площадках того или иного предприятия, с последующей продажей электроэнергии на оптовом или розничном рынке. В первом случае предприятие может получить значительную экономию на капитальных затратах при организации электроснабжения отдаленных объектов, реализация электроэнергии на конкурентном рынке в свою очередь позволяет получить дополнительную прибыль.

#### Литература

1. Ахметшина Г. Р., Оздоева А. Х. Солнечные электростанции: эксплуатация на незадействованных площадках нефтегазового комплекса // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2021. – № 9. – С. 90-93.
2. Коданева С. И. Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России в современных условиях // Россия: тенденции и перспективы развития. – 2021. – № 16-1. – С. 342-348.
3. Турышева А. В. Автономное энергоснабжение нефтегазодобывающих предприятий // Наука, техника и образование. – 2015. – № 4 (10). – С. 94-96.

### ВЛИЯНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ВИЭ НА ПАРАМЕТРЫ ЭЭС

**Десятков А.В.**

Научный руководитель доцент Ю.Д. Бай

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

В соответствии с мировым технологическим прогрессом в области возобновляемых источников энергии интеграция производства электроэнергии с использованием энергии солнца и ветра в национальную энергосистему очень важна, поскольку это будет способствовать снижению зависимости от внешних источников энергии и созданию экономически оправданных альтернатив, позволяющих сократить общие расходы на электроэнергию без каких-либо негативных последствий для энергоэффективности и местного населения.

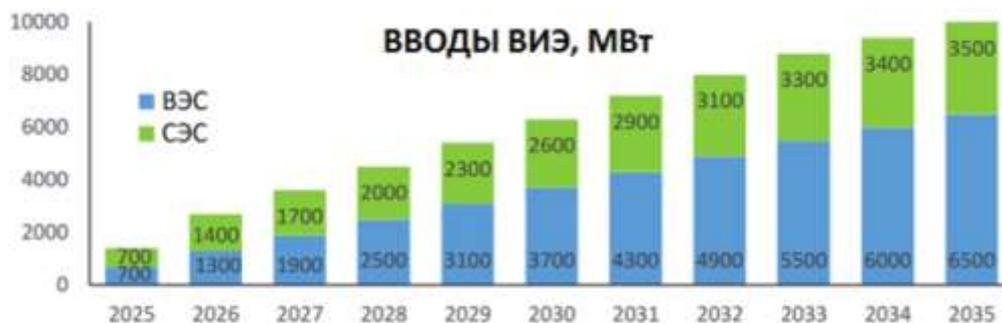
#### **Актуальность для России**

Значительная часть территорий России, в особенности районы Дальнего Востока, Арктики и Крайнего Севера, а также малые поселения и районы с низкой плотностью населения, не имеют централизованного энергоснабжения. Главной причиной является невыгодность экономической стороны постройки линий электропередач, это вызвало проблемы с энергетическим обеспечением этих районов. Развитие возобновляемой энергетики, в том числе использование солнечной энергии, является одним из способов решения этой проблемы.

#### **Темпы внедрения**

В РФ был принят федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов», а также утверждена Стратегия социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, согласно которой реализация целевого сценария позволит Российской Федерации достичь баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением не позднее 2060 года.

В 2021 году Правительством РФ принято решение о продлении программы поддержки возобновляемой энергетики (ДПМ ВИЭ 2.0). Целевой объем ввода СЭС составляет 3,5 ГВт, который планируется достичь уже к 2035 году.



*Рис. 1. Основные параметры будущей программы поддержки ВИЭ на период 2025-2035 гг.*

#### **Постановка задачи**

По сравнению с традиционными турбинными установками, солнечные имеют иные технические характеристики. При их подключении они создают дополнительные проблемы поддержания устойчивости систем электропередачи как при нормальной работе, так и в случае аномальных возмущений. Соответственно, ожидаемые сценарии работы, должны быть заранее определены и изучены для поддержания устойчивости сети электропередачи и поддержания поставок в течение дня и ночи.

#### **Влияние внедрения СЭС**

В отличие от источников энергии на базе синхронных генераторов, солнечные электростанции (СЭС) отделены от сети и не оказывают ей инерционной поддержки, так как взаимодействуют с сетью через силовые электронные инверторы. Снижение инерционности энергосистемы может привести к возникновению ряда

эксплуатационных проблем и вопросов для операторов энергосистем, особенно в части стабильности частоты и напряжения. Сеть становится более восприимчивой к таким событиям, как внезапная потеря генерации, изменение нагрузки, короткое замыкание, а также способность сети реагировать и останавливать изменения частоты после возмущения снижается. В свою очередь, возрастает риск нестабильности частоты сети и каскадных сбоев.

Помимо проблем со стабильностью частоты, к числу других значимых проблем, связанных с малоинерционной энергосистемой, относятся низкий коэффициент короткого замыкания и прочность системы, изменение настроек защитных устройств, снижение способности к прохождению КЗ. Дополнительная инерционность и быстрая поддержка частоты станут необходимыми для обеспечения масштабного проникновения возобновляемых источников энергии в энергосистему.

Используемая модель

С целью исследования влияния ВИЭ на режимы ЭЭС смоделируем поведение системы с помощью создания схемы замещения солнечной панели в программе Matlab Simulink. На данный момент известно большое количество математических моделей СП, однако в рамках данной работы будет использоваться эквивалентная двухдиодная модель, считающаяся наиболее достоверной и распространённой. Представленная двухдиодная модель фотоэлектрического модуля (рис. 2.) показывает аналогичные результаты в рамках стандартных условий.

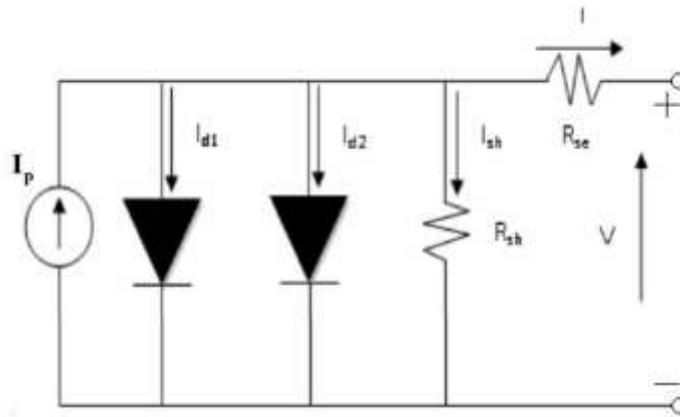


Рис. 2. Схема замещения солнечного элемента

Данная модель описывается следующим уравнением:

$$I_c = I_p - I_{d1} \exp \frac{e(U_c + I_c R_{\Pi})}{n_1 k T} - I_{d2} \exp \frac{e(U_c + I_c R_{\Pi})}{n_2 k T} - \frac{(U_c + I_c R_{\Pi})}{R_{\Pi}}$$

где  $I_p$  - фототок,  $I_{d1}$ - ток протекающий через неидеальный р-п-переход,  $I_{d2}$  – обратный ток насыщения.

Сбор модели осуществлялся согласно приведённому математическому уравнению в программном комплексе Matlab. Модель в Matlab собрана в виде следующих блоков: блок фототока, блоки диодных токов, блок тока через шунтирующее сопротивление, решающий блок Solve. Также для создания модели использовались блоки умножения и сложения.

Основные блоки модели представлены на рисунке 3.

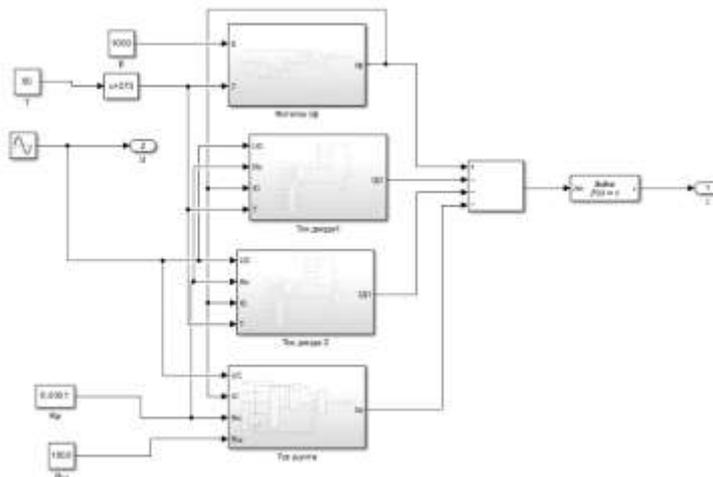


Рис. 3. Схема математической модели солнечной панели

С целью дальнейшего исследования влияния СЭС на характеристики ЭЭС была реализована описанная выше математическая модель солнечных панелей Kyocera KC130TM в программном комплексе MATLAB Simulink.

Реализованная математическая модель с допустимой степенью адекватности воспроизводит ВАХ СП. ВАХ двухдиодной математической модели практически совпадает с ВАХ СП в точках ХХ и КЗ. В дальнейших исследованиях будем полагать, что данная модель является эталонной.

Литература

1. Eftekharijad S. et al. Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems // IEEE transactions on power systems. – 2012. – Т. 28. – № 2. – С. 893-901.
2. Nema S. et al. Matlab/simulink based study of photovoltaic cells/modules/array and their experimental verification // International journal of Energy and Environment. – 2010. – Т. 1. – № 3. – С. 487-500.
3. Renewables 2019 Global Status Report // Ren21.Renewables now [Электронный ресурс]. URL: [https://www.ren21.net/gsr2019/chapters/chapter\\_03/chapter\\_03/](https://www.ren21.net/gsr2019/chapters/chapter_03/chapter_03/) (01.11.2023).
4. Shannan N. M. A. A., Yahaya N. Z., Singh B. Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison // 2013 IEEE international conference on control system, computing and engineering. – IEEE, 2013. – С. 210-214.
5. Российский союз промышленников и предпринимателей/Программа поддержки ВИЭ на период 2025-2035гг. Руководитель инвестиционного дивизиона ВИЭ ООО «УК «РОСНАНО» А.Б. Каланов: Available from: file: // C:/Users/%D0%90%D0%BB%D0%B5%D0

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОСПЛАМЕНЕНИЯ КАМЕННОГО УГЛЯ  
ПУТЕМ ДОБАВЛЕНИЯ БИОМАССЫ**

**Емельянов С.Г., Плешко А.О., Паномарев Д.А.**

Научный руководитель профессор Д.О. Глушков

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

В настоящее время возрастает потребность в развитии топливно-энергетического комплекса за счет вовлечения и использования новых видов твердого топлива. Это связано с тем, что производство тепловой и электрической энергии в большинстве случаев осуществляется путем сжигания твердого органического топлива, что оказывает негативное воздействие на окружающую среду [6]. Одним из перспективных видов топлива является смесь на основе твердых горючих компонентов (например, биомассы и угля). Состав таких топливных смесей может быть адаптирован для решения конкретных задач, таких как утилизация древесных отходов, улучшение процесса сжигания углей с высоким и средним метаморфизмом, снижение вредных выбросов и уменьшение углеродного следа. При сжигании угля с низким метаморфизмом можно добавлять биомассу для снижения содержания золы и токсичных газовых компонентов в дымовых газах [2,4,5].

Целью данной работы является определение характеристик зажигания и горения каменного угля с добавлением биомассы, а также определение состава дымовых газов. Результаты данного исследования могут быть использованы при проектировании энергетических установок, работающих на твердом топливе.

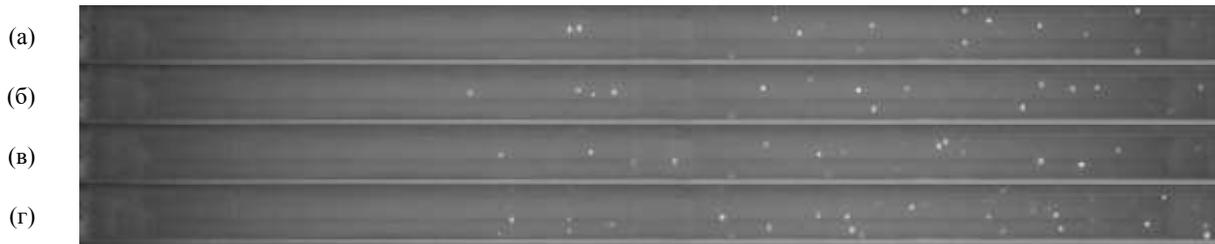
В экспериментальных исследованиях использовались различные виды твердого топлива. Одним из них является черногорский каменный уголь марки Д (далее «У»), добываемый на Черногорском месторождении в Республике Хакасия (Россия). Дополнительно в экспериментах были использованы опилки лиственницы (далее «Б») из деревообрабатывающего предприятия Красноярска (Россия).

Для анализа характеристик зажигания и горения отдельных компонентов топлива и топливных смесей использовался хорошо апробированный экспериментальный стенд [3]. Одними из основных компонентов являются воздушный вентилятор высокого давления ROBUST, воздушонагреватель LEISTER LE 5000 HT и трубчатая муфельная печь General Therm RT 1000.1100 SP. Воздушный вентилятор и воздушонагреватель подают разогретый воздух в кварцевый цилиндр длиной 1 м со скоростью 5 м/с. Муфельная печь поддерживает температуру в диапазоне от 20 до 850 °С, равномерно распределяя температуру по длине цилиндра и минимизируя потери тепла в окружающую среду. Вдоль оси симметрии воздушного потока располагались термопары. Регистрация температуры осуществлялась с помощью многоканального регистратора РМТ-59 и четырех термопар на входе, в середине и на выходе из кварцевого цилиндра. Для снижения температуры воздушного потока и уходящих газов до 150 °С использовался воздухоохладитель. Топливо массой около 5 мг вводилось в воздушный поток с помощью автоматического механизма через отверстие диаметром 6 мм в стенке кварцевой трубки. Через смотровую щель муфельной печи регистрировались процессы зажигания и горения с помощью цветной высокоскоростной видеокамеры Phantom V411, которая располагалась перпендикулярно трубчатой муфельной печи на расстоянии около 2 м от смотровой щели.

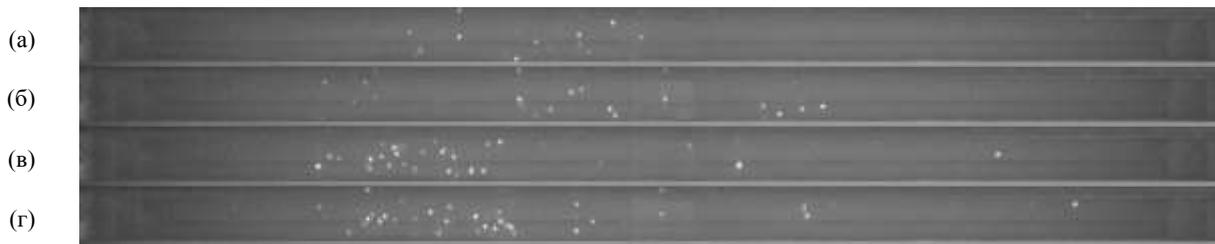
Для анализа состава дымовых газов использовался хорошо апробированный экспериментальный стенд [1]. Муфельная печь Nabertherm R 50/250/13 прогревалась до заданной температуры  $T_g$ . Далее, при помощи координатного механизма, в камеру сгорания подавалась небольшая порция топлива массой около 0,2 г. С другой стороны муфельной печи был расположен зонд газоанализатора Test 1. Во время эксперимента оба отверстия трубки муфельной печи были закрыты изоляцией из стекловолокна. В процессе горения газообразные вещества, проходя через зонд, попадали в корпус газоанализатора. В одной серии проводилось от пяти до десяти экспериментов при идентичных начальных условиях. Для определения средней концентрации газа во времени использовался метод трапеций, подробно описанный авторами в работе [1].

В условиях нагрева топлив в потоке разогретого воздуха при температурах 500–800 °С с помощью программно-аппаратного комплекса высокоскоростной видеорегистрации быстропротекающих процессов установлены времена задержки зажигания. По результатам проведенных экспериментов установлено, что времена задержки зажигания варьируются в пределах от 0,02 до 0,22 с, а добавление 10–30 % биомассы к углю снижает времена

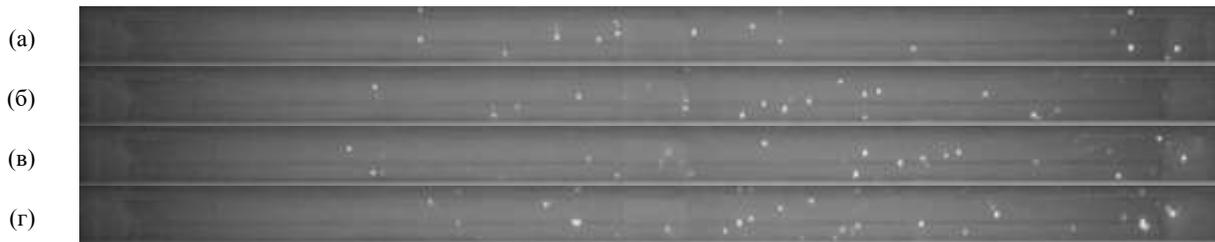
задержки зажигания топливных смесей до 50 %. На рисунках 1–4 представлены типичные кадры видеogramм зажигания и горения индивидуальных топлив и их смесей (У 70 % + Б 30 %; У 80 % + Б 20 %; У 90 % + Б 10 %).



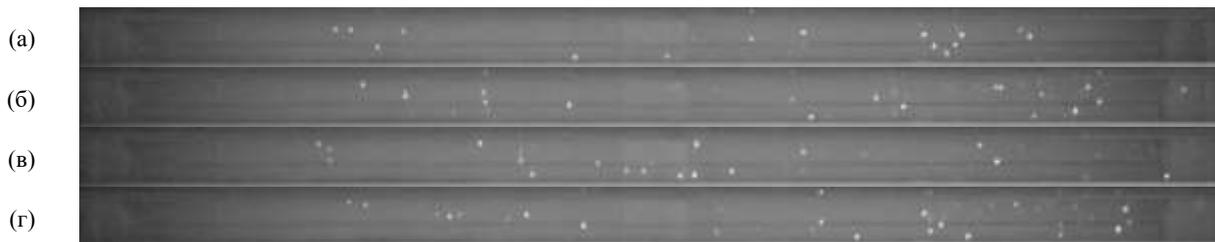
**Рис. 1. Кадры видеogramмы зажигания и горения частиц черногорского каменного угля размерами 100–200 мкм в условиях движения в потоке разогретого воздуха при  $T_a = 700\text{ }^\circ\text{C}$  ( $\Delta t = 0,01\text{ с}$ ):**  
 $t_d = 0,095\text{ с}$  (а);  $t = t_d + \Delta t$  (б);  $t = t_d + 2\Delta t$  (в);  $t = t_d + 3\Delta t$  (г)



**Рис. 2. Кадры видеogramмы зажигания и горения частиц древесины лиственницы размерами 100–200 мкм в условиях движения в потоке разогретого воздуха при  $T_a = 700\text{ }^\circ\text{C}$  ( $\Delta t = 0,01\text{ с}$ ):**  
 $t_d = 0,043\text{ с}$  (а);  $t = t_d + \Delta t$  (б);  $t = t_d + 2\Delta t$  (в);  $t = t_d + 3\Delta t$  (г)



**Рис. 3. Кадры видеogramмы зажигания и горения частиц смеси У 90 % + Б 10 % размерами 100–200 мкм в условиях движения в потоке разогретого воздуха при  $T_a = 700\text{ }^\circ\text{C}$  ( $\Delta t = 0,01\text{ с}$ ):**  
 $t_d = 0,079\text{ с}$  (а);  $t = t_d + \Delta t$  (б);  $t = t_d + 2\Delta t$  (в);  $t = t_d + 3\Delta t$  (г)



**Рис. 4. Кадры видеogramмы зажигания и горения частиц смеси У 80 % + Б 20 % размерами 100–200 мкм в условиях движения в потоке разогретого воздуха при  $T_a = 700\text{ }^\circ\text{C}$  ( $\Delta t = 0,01\text{ с}$ ):**  
 $t_d = 0,063\text{ с}$  (а);  $t = t_d + \Delta t$  (б);  $t = t_d + 2\Delta t$  (в);  $t = t_d + 3\Delta t$  (г)

В результате экспериментальных исследований для опилок лиственницы, черногорского каменного угля и смесей на их основе (У 70 % + Б 30 %; У 80 % + Б 20 %; У 90 % + Б 10 %) был определен состав уходящих дымовых газов. Анализ состава дымовых газов показал, что содержание  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $NO_x$ ,  $H_2S$  +  $SO_2$  для черногорского каменного угля составляет 0,6 %, 2,30 %, 54,0 ppm, 3,30 ppm, соответственно, а для опилок лиственницы 2,10 %, 1,64 %, 11,30 ppm, 2,00 ppm соответственно. Анализ частиц биомассы с помощью сканирующей электронной микроскопии показал наличие многочисленных крупных пор и канавок, в отличие от частиц угля. Их наличие положительно влияет на процессы зажигания и горения биомассы. Теплота сгорания такого состава (У 80 % + Б 20 %) немного ниже, чем у исходного угля, но дальнейшее увеличение доли биомассы в смеси снижает теплоту сгорания более чем на 10 %. Снижается содержание оксидов азота, диоксида углерода и сернистых

соединений ( $H_2S + SO_2$ ) в дымовых газах на 19,7 %, 8,3 %, и 24,2 % соответственно. Из рассмотренных топливных смесей наибольший потенциал для практического применения наряду с традиционным твердым топливом имеет топливо с содержанием биомассы 20 %.

Таким образом, добавление биомассы к углю способствует снижению концентраций выбросов диоксида углерода, оксидов азота, соединений серы. Результаты позволяют сделать вывод о экологической перспективности развития технологий сжигания топливных смесей на основе широко распространенных углей с добавлением биомассы в небольших количествах. При этом добавление биомассы к углю способствует улучшению не только экологических, но и энергетических характеристик процесса горения.

#### Литература

1. Akhmetshin M. R., Nyashina G. S., Strizhak P. A. Normalizing anthropogenic gas emissions from the combustion of industrial waste as part of fuel slurries // *Fuel*. – 2022. – Т. 313. – С. 122653.
2. Ashraf A., Sattar H., Munir S. A comparative performance evaluation of co-combustion of coal and biomass in drop tube furnace // *Journal of the Energy Institute*. – 2022. – Т. 100. – С. 55-65.
3. Glushkov D. O. et al. An experimental investigation into the fuel oil-free start-up of a coal-fired boiler by the main solid fossil fuel with additives of brown coal, biomass and charcoal for ignition enhancement // *Fuel Processing Technology*. – 2021. – Т. 223. – С. 106986.
4. Roni M. S. et al. Biomass co-firing technology with policies, challenges, and opportunities: A global review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Т. 78. – С. 1089-1101.
5. Xia Y. et al. Research and application of online monitoring of coal and biomass co-combustion and biomass combustion characteristics based on combustion flame // *Journal of the Energy Institute*. – 2023. – Т. 108. – С. 101191.
6. Yang W. et al. An overview of inorganic particulate matter emission from coal/biomass/MSW combustion: Sampling and measurement, formation, distribution, inorganic composition and influencing factors // *Fuel Processing Technology*. – 2021. – Т. 213. – С. 106657.

### **ВИРТУАЛЬНЫЙ СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОРА НА БАЗЕ СНЭЭ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**Иванов Н.С.**

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

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

Для нефтегазовых компаний возобновляемая энергия представляет собой важный инструмент для осуществления перехода к более устойчивой энергетике. Инвестирование в возобновляемые источники энергии позволяет им диверсифицировать свой портфель и улучшить свою технологическую, экономическую и экологическую устойчивость. Среди крупнейших международных нефтегазовых компаний, активно инвестирующих в проекты возобновляемой энергии, можно выделить Shell, Equinor, Total, BP и ENI. Говоря об отечественных проектах, у ПАО «Лукойл» введено в эксплуатацию наибольший объем мощностей ВИЭ [1]: тепловые насосы, 84 МВт ветроэлектростанций, 40 МВт солнечных электростанций.

Хотя проекты солнечных и ветряных электростанций в целом имеют низкий уровень риска за счет короткого цикла реализации и масштаба, большинство систем возобновляемых источников энергии (ВИЭ) используют силовые преобразователи для интеграции с сетью. Однако внедрение установок генерации с СП способно значительно изменить динамические свойства сети, так как обладают отличными свойствами от традиционных синхронных генераторов (СГ), в частности система автоматического управления (САУ). Это приводит к влиянию на устойчивость сети. В итоге разработка более совершенной системы управления СП, позволяющей обеспечивать устойчивость и быть надежной как традиционная СГ, становится все более актуальной. Имитация статических и динамических характеристик традиционных СГ возможна за счет особой системы автоматического управления, которая получила название «виртуальный синхронный генератор». Это направление считается одним из самых перспективных, так как позволяет присвоить установкам с СП свойства, обеспечивающие традиционные СГ для надежной работы сети. В связи с этим данный доклад посвящен разработке системы ВСГ на основе модели системы накопления электроэнергии (СНЭЭ).

В данном докладе проводится обзор и результаты модели виртуального синхронного генератора (ВСГ) на базе СНЭЭ (рисунок 1).

В данной модели построена трехфазная система накопления электроэнергии (СНЭЭ), которая с помощью силовых преобразователей (СП) способна заряжаться и разряжаться в зависимости от режима работы.

Системы ВСГ построены по принципу подчиненного управления и включают в себя контуры системы: внутренний и внешний контур управления, модель СГ. Внешний контур управления может выполнять управление по частоте и мощности (автоматический регулятор частоты и мощности (АРЧМ)) или напряжению (автоматический регулятор напряжения (АРН)). В рассматриваемой модели рассматривается АРН, в контуре которой осуществляется регулирование реактивной мощности/напряжения при помощи ПИ-регулятора.

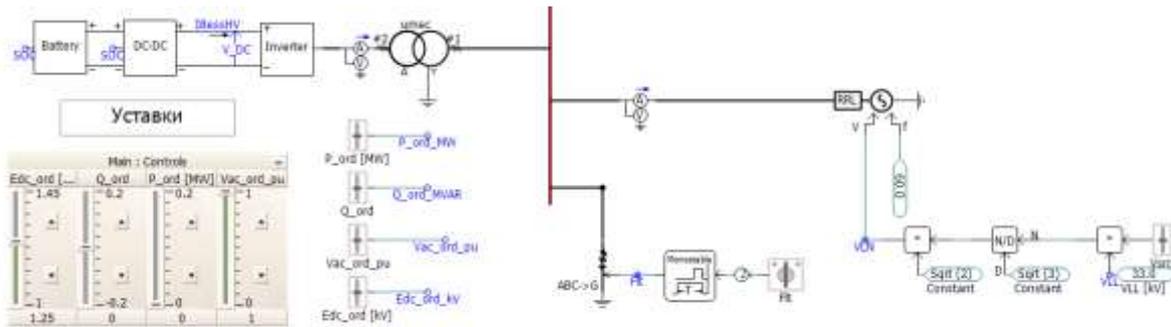


Рис. 1. Схема модели рассматриваемого СНЭЭ

Для воспроизведения динамики СГ используется топология ВСГ 230 [2] (рисунок 2). Работа регуляторов тока основано на ПИ-регулировании.

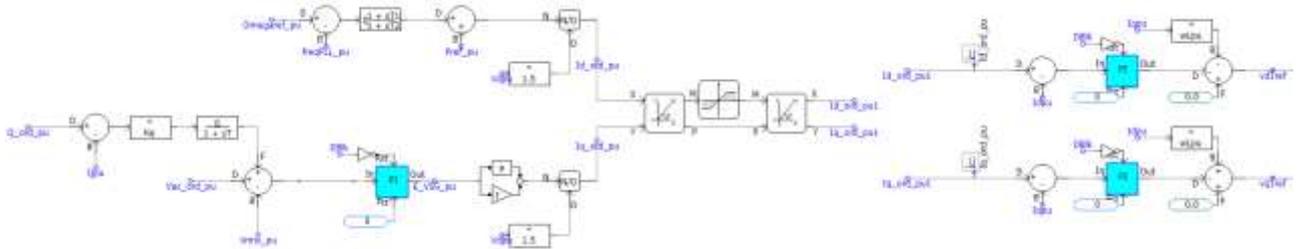


Рис. 2. Структурная схема ВСГ230

Далее приведены результаты исследования режима генерации: по активной и реактивной мощности  $P_{ord}$ ,  $Q_{ord}$  равны 0,1418, а напряжение на выводах DC-DC преобразователя  $E_{dc,ord}$  и инвертора  $U_{ac,ord}$  задано 1 о.е (рисунок 3).

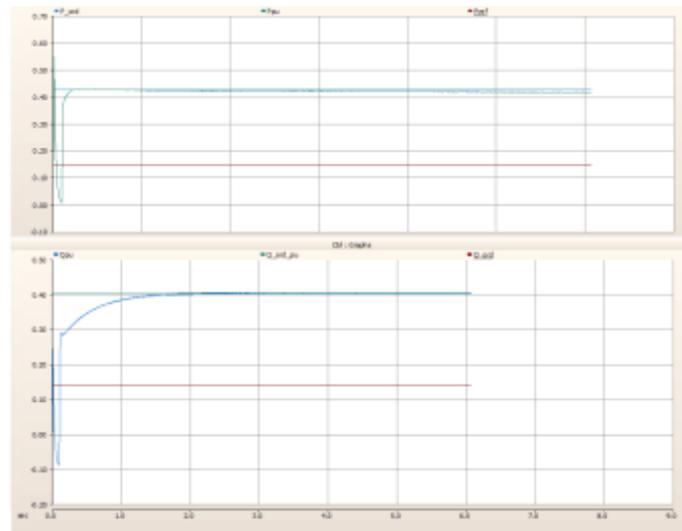


Рис. 3. График активной и реактивной мощности ВСГ

Согласно полученным результатам исследования можно сделать вывод, режим генерации мощности работает корректно, однако заметна небольшая статическая ошибка по активной мощности, требуется настройка внешнего контура управления. Напряжение соответствует уставке.

#### Литература

1. Новостной портал об отечественном энергопереходе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://esgport.org/2023/07/17/ukojl-nameren-postroit-zelyonuyu-energetiku-na-kaspii/>, свободный – (5.03.2024)
2. 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.

**СОВМЕСТНАЯ УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ И КОМПОНЕНТОВ РАСТИТЕЛЬНОГО  
ПРОИСХОЖДЕНИЯ: ВЯЗКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ**

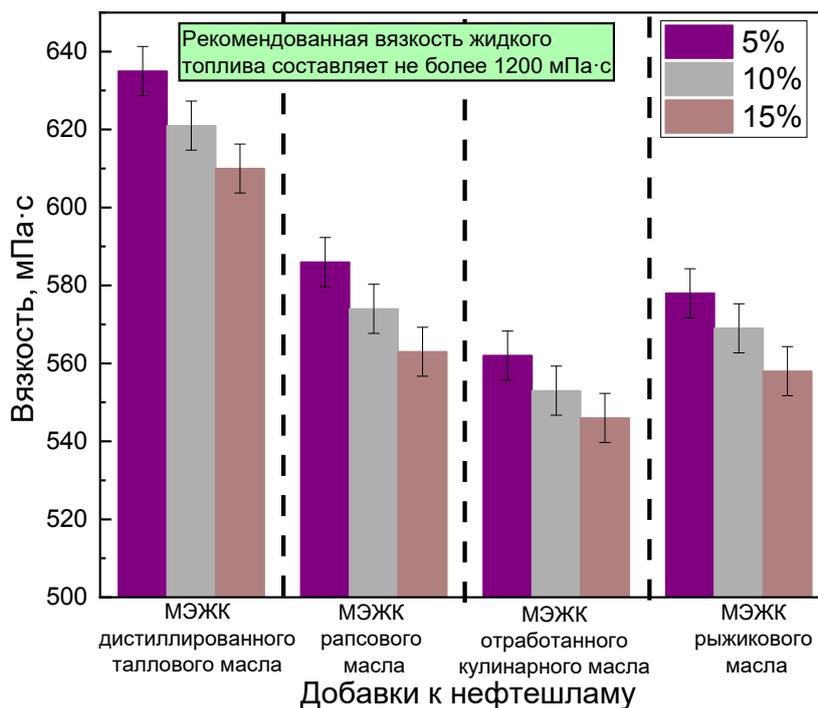
**Карташова К.А., Романов Д.С.**

Научный руководитель доцент К.Ю. Вершинина

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

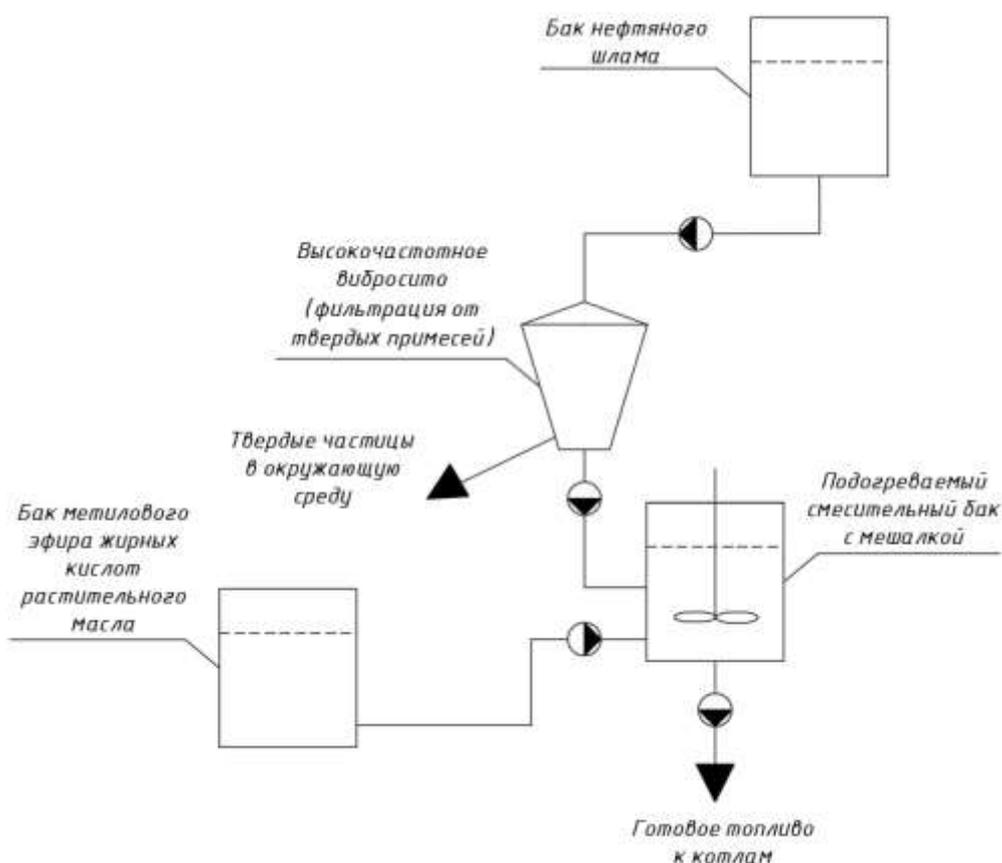
Одним из важнейших источников энергии является сырая нефть, перерабатываемая в различные топлива, такие как бензин, керосин, дизельное топливо, мазут и сжиженный нефтяной газ [1]. Нефтяной шлам – это промышленный отход, образующийся на различных этапах переработки, транспортировки и хранения нефтепродуктов. Ежегодно около 30 000 т нефтесодержащих шламов образуется на типичном нефтеперерабатывающем заводе производительностью 12 000–15 000 м<sup>3</sup>/день [2]. Хранение нефтешламов негативно влияет на окружающую среду, загрязняя почву и подземные воды, а также воздух легкими углеводородами и тяжелыми металлами [3]. Основным методом утилизации нефтешламов является термохимические способы переработки, в основном пиролиз, газификация и прямое сжигание. Сжигание нефтешламов в составе композиционных топлив является малоизученной технологией в сфере экологичной переработки нефтесодержащих отходов. Целью настоящей работы является определение вязкости и разработка технологической схемы системы приготовления композиционного топлива на основе нефтешлама и растительных компонентов. В качестве растительных компонентов были выбраны метиловые эфиры жирных кислот (МЭЖК) растительных масел.

Основной характеристикой для выбора МЭЖК является вязкость готового топлива. Приемлемой вязкостью для суспензионных топлив считается значение не более 1200 мПа·с при скорости сдвига 100 с<sup>-1</sup>. Вязкость нефтешлама без добавок составляла около 1875 мПа·с при скорости сдвига 100 с<sup>-1</sup>, что делает невозможным его перекачивание и распыление без дополнительных мер (например, предварительного нагрева). На рис. 1 представлены значения вязкости композиционных топлив с добавками МЭЖК масел с массовыми долями 5–15% при скорости сдвига 100 с<sup>-1</sup>. Использование добавок МЭЖК позволяло в 3–3.4 раза снизить вязкость топлива по сравнению с исходным нефтешламом. Зарегистрированная вязкость композиционных топлив с добавками МЭЖК составила 545–635 мПа·с при скорости сдвига 100 с<sup>-1</sup>.



**Рис. 1. Вязкость композиций на основе нефтешлама с добавками МЭЖК масел**

Согласно полученным данным (рис. 1), все добавки обеспечивают возможность распыления полученного топлива, что имеет важное прикладное значение для адаптации технологий сжигания нефтешлама с использованием установок разного типа. Технологический процесс будет включать хранение и подготовку компонентов, а также приготовление смесового топлива для подачи в котел. Принципиальная схема этих стадий представлена на рис. 2. Разработанная схема дополняется системой автоматизированного управления на базе ПЛК для более эффективного регулирования технологических параметров процесса подготовки топлива. Для системы приготовления композиционного топлива необходимо обеспечить систему фильтрации нефтешлама и доставки компонентов к баку для перемешивания компонентов. Для обеспечения доставки компонентов будут использованы насосы, для хранения компонентов – баки с подогревом, а для смешения и получения готового топлива бак с подогревом и мешалкой.



**Рис. 2. Технологическая схема приготовления композиционного жидкого топлива на основе нефтешлама и МЭЖК растительного масла**

Работа системы начинается с того, что нефтешлам с помощью насоса направляется в высокочастотное вибросито для фильтрации и очищения его от твердых примесей. Далее очищенный нефтешлам и МЭЖК масла перекачиваются в смесительный бак, где компоненты смеси перемешиваются с постоянным подогревом. Готовое топливо поступает к горелкам котла. В данной системе измеряемыми параметрами являются температура и расход компонентов и готового топлива, а основным регулируемым параметром является вязкость готовой смеси. Для соблюдения требований по вязкости композиционного жидкого топлива необходимо обеспечивать корректное соотношение нефтяного шлама и МЭЖК растительных масел.

В результате работы была подтверждена перспективность использования компонентов переработки растительных масел в сочетании с нефтешламом для обеспечения эффективного распыления топлива в камерах сгорания. Разработана технологическая схема приготовления жидких смесей.

Исследование выполнено за счет гранта Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, Соглашение № 075-15-2020-806 (договор №13.1902.21.0014).

#### Литература

1. Bhattacharya A. et al. Assessing pollution removal efficiencies of some selected parameters by applying different remediation techniques for petroleum oily sludge // *Environmental Challenges*. – 2021. – Т. 5. – С. 100268.
2. Hu G. et al. Comparative life-cycle assessment of traditional and emerging oily sludge treatment approaches // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – Т. 251. – С. 119594.
3. Gan Z. et al. Experimental investigation on smoldering combustion for oil sludge treatment: influence of key parameters and product analysis // *Fuel*. – 2022. – Т. 316. – С. 123354.

### ВЛИЯНИЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРИСАДОК НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРЕНИЯ И ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДОМАЗУТНЫХ ТОПЛИВ

Клименко А., Шлегель Н.Е.

Научный руководитель доцент Н.Е. Шлегель

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

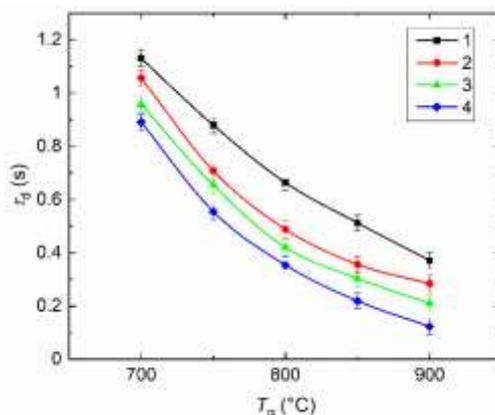
Мазут является одним из основных видов топлива для судовых двигателей и электростанций из-за его низкой стоимости и высокой теплотворной способности [1]. Основной проблемой сжигания мазутного топлива является образование различных загрязняющих веществ, таких как сажи и серной кислоты [2]. Для решения проблем сжигания мазутного топлива выполняется специальный процесс подготовки. Он включает следующие стадии: первичный подогрев для обеспечения вязкости, необходимой для транспортировки; фильтрация; обработка присадками; обеспечение рабочего давления перед сжиганием; подогрев топлива для необходимой вязкости (в зависимости от применяемого оборудования) [3]. Как правило, топливо подогревают до 80-90 °С [4]. В настоящее время существует множество присадок для улучшения характеристик мазута. Так, например, депрессорные присадки используются для снижения температуры застывания. Это в свою очередь приводит к улучшению текучести мазута. Содержащиеся в топливе парафины при понижении температуры легко кристаллизуются. Снижение температуры застывания при помощи депрессорных присадок позволяет уменьшить затраты тепла на подогрев мазутов. Кроме этого, депрессорные присадки влияют на динамическую вязкость. Снижаются затраты на перекачку мазутов по трубопроводам [5]. Также одним из способов снижения антропогенных выбросов является технология водомазутной эмульсии. Как правило в мазут добавляют 10 % воды [6]. Для получения стабильных эмульсий используют эмульгаторы, которые улучшают смешивание топлива и воды. Эмульгаторы способствуют более полному выгоранию топлива [7]. Это снижает количество выбросов оксидов азота и других вредных веществ в атмосферу. Цель настоящего исследования – определения оптимальной концентрации для сжигания водомазутного топлива в котельных агрегатах с учетом антропогенных выбросов.

Экспериментальные исследования проводились при помощи стенда и методики, используемых в ранней работе [8]. В настоящей работе применялась присадка ИОН М на основе сочетания положительных и отрицательных ионов. Такая присадка одновременно являются депрессорными и эмульгирующими. Реологические характеристики составов приведены в таблице 1. Как правило присадки к мазутному топливу применяются в концентрации от 0.001 до 0.5 % [9]. На рисунке 1 представлено влияние концентрации присадки на времена задержки зажигания капли. Результаты экспериментальных исследований показали, что минимальными временами задержки зажигания обладает водомазутное топливо с добавлением присадки концентрацией 0,5 %. При увеличении концентрации присадки до 1 % времена задержки зажигания капли увеличивались на 50-60 % во всем исследуемом температурном диапазоне. Такой эффект обусловлен тем, что присадки меняют реологические свойства топлива. В частности, увеличивается вязкость, межфазное и поверхностное натяжение топливной композиции. Это приводит к нестабильности горения.

**Таблица 1**

**Основные реологические характеристики использованных жидкостей при 298 К**

Концентрация присадки ИОН М, %	Температура состава ( $T_t$ ), °С	Плотность ( $\rho$ ), kg/m <sup>3</sup>	Динамическая вязкость ( $\mu$ ), mPa·s	Поверхностное натяжение ( $\sigma$ ), N/m
0	20/80	1021/933	1543/116	0,044/0,033
0,25	20/80	1020/933	1532/114	0,044/0,032
0,5	20/80	1016/933	1493/109	0,041/0,029
1	20/80	1018/933	1506/112	0,042/0,030



**Рис. 1.** Влияние концентрации присадки на времена задержки зажигания капли: 1 - мазут – 90 %, вода – 10 %; 2 - мазут – 89 %, вода – 10 %, ИОН М – 1 %; 3 - 89,75 %, вода – 10 %, ИОН М – 0,25 %; 4 - мазут – 89,5 %, вода – 10 %, ИОН М – 0,5 %.

Применение присадки при концентрации 0,5 % в водомазутное топлива позволит снизить расход топлива на 10 % за счет снижения вязкости и улучшения характеристик горения. Наличие микро-взрывного измельчение при нагревании таких капель топлив также позволит снизить расход топлива, ведь при реализации фрагментации капель увеличивается площадь реагирования топлива, что способствует более быстрому прогреву поверхностей теплообмена.

Исследование выполнено за счет средств Российского научного фонда (проект № 22-79-00197, <https://rscf.ru/project/22-79-00197/>).

#### Литература

1. Bordbar H. Numerical study on NOx reduction in a large-scale heavy fuel oil-fiDarbandi M., Fatin A., Bordbar H. Numerical study on NOx reduction in a large-scale heavy fuel oil-fired boiler using suitable burner adjustments // Energy. – 2020. – Т. 199. – С. 117371.
2. Zhong W. et al. Features and evolution of international fossil fuel trade network based on value of emergy // Applied Energy. – 2016. – Т. 165. – С. 868-877.
3. Blinov EA. Fuel and gorenje theory. St Petersburg Publ SZTU 2007.
4. Shlegel N. E., Strizhak P. A. Regime maps of collisions of fuel oil/water emulsion droplets with solid heated surface // Fuel. – 2023. – Т. 342. – С. 127734.
5. Zvereva E. R. et al. Results of industrial tests of carbonate additive to fuel oil //Thermal Engineering. – 2017. – Т. 64. – С. 591-596.
6. Klimenko A., Shlegel N. E., Strizhak P. A. Breakup of colliding droplets and particles produced by heavy fuel oil pyrolysis //Energy. – 2023. – Т. 283. – С. 128480.
7. Zhong Q. et al. Incorporating scarcity into footprints reveals diverse supply chain hotspots for global fossil fuel management // Applied Energy. – 2023. – Т. 349. – С. 121692.
8. Vershinina K. Y., Shlegel N. E., Strizhak P. A. Relative combustion efficiency of composite fuels based on of wood processing and oil production wastes // Energy. – 2019. – Т. 169. – С. 18-28.
9. Prelec Z., Mrakovčić T., Dragičević V. Performance study of fuel oil additives in real power plant operating conditions // Fuel processing technology. – 2013. – Т. 110. – С. 176-183.

## РАЗВИТИЕ И МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Корытов Д.А., Радько П.П.

Научный руководитель доцент В. В. Шестакова

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

Эффективная работа энергосистемы, бесперебойное обеспечение потребителей электроэнергией, каждодневное развитие технологий и принципов управления являются приоритетными задачами электроэнергетической отрасли России. Релейная защита, режимная и противоаварийная автоматика ключевые элементы в обеспечении надежности работы энергетических объектов. Постоянная работа по развитию алгоритмов и технической базы систем защиты и автоматики позволяет обеспечить надежное функционирование и непрерывное совершенствование энергосистем.

Согласно данным на январь 2022-го года, на объектах компании «Россети» количество устройств релейной защиты и автоматики доходит до значения в 1,8 миллионов единиц. При этом почти 80 % - электромеханические устройства, 5,5 % - микроэлектронные устройства. Остальную долю составляют устройства РЗА на базе микропроцессоров. При этом из-за сокращения эксплуатационного ресурса происходит большое количество случаев некорректной работы устройств релейной защиты: порядка 34 % от общего числа случаев отказа защитного оборудования происходят именно по этой причине. Также количество устройств релейной защиты, работающих с превышением заданного срока службы, несмотря на принятие соответствующих мер, продолжает увеличиваться (58,26 % в 2013 году, до 59,0 % в 2021 году). К примеру, 72 % электромеханических устройств РЗА, являющихся преобладающими на данный момент как обозначено выше, используются со сроком службы, превышающим нормативный. Аналогичная картина характерна и для устройств на микроэлектронной базе, 43 % которых эксплуатируются сверх нормативного срока службы [1].

Представленные данные указывают на острую потребность в модернизации парка устройств путем замены негодных к работе экземпляров, а также внедрения систем контроля работы устройств релейной защиты и автоматики.

Масштабная модернизация невозможна без развития нормативно-технической базы по разработке типовых технических решений (требований) на всех уровнях – от проектирования, внедрения (наладки) до последующей эксплуатации. Главная цель – снижение затрат на проектирование, эксплуатацию, и повышение надежности работы устройств релейной защиты и автоматики. Также эксплуатация типовых шкафов устройств релейной защиты и автоматики позволит снизить число нарушений, связанных с ошибочными действиями персонала, выполняющего техническое обслуживание и ремонт.

Наиболее перспективным является эксплуатация микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики имеют следующие преимущества:

1. Наличие технологий и возможностей построения сложных алгоритмов, что дает возможность получить характеристики, недостижимые при других условиях.
2. Многофункциональность и малые размеры.

3. Повышение уровня защитных функций.
4. Сохранение данных в памяти при перебоях в оперативном питании. Наличие предусмотренной регистрации аварийных параметров во время пуска или срабатывания защит.
5. Высокая стабильность параметров, так как аналоговые сигналы переводятся в цифровую форму на самом начальном этапе их обработки, и нет элементов, параметры которых могут отклоняться со временем или при изменении температуры.
6. Безостановочная самодиагностика с обнаружением неисправного блока.
7. Возможность визуальной проверки и установки устройств с помощью персонального компьютера.
8. Возможность формирования системы, состоящей из отдельных терминалов, с передачей информации на диспетчерский пункт и управлением терминалами с этого пункта.
9. Возможность ручного и автоматического перехода между несколькими группами установок. Это решает проблему приспособления установки к разным режимам работы оборудования.
10. Возможность работы с алгоритмом защиты без вмешательства в устройство аппаратной части.

Использование цифровых принципов организации микропроцессорных устройств релейной защиты позволяет выполнять создание цифровых двойников с целью моделирования процессов, работы устройств, совершенствования характеристик, алгоритмов и т.п.

Особое внимание должно быть уделено направлениям развития технологиям и методам эксплуатации устройств.

Необходимо развивать и совершенствовать процессы обслуживания и устранения неисправностей устройств релейной защиты и автоматики. Так, например, наиболее перспективной является концепции обслуживания устройств по состоянию.

Для успешного внедрения обслуживания по состоянию необходимо применять следующие методы отслеживания работы:

- непрерывный мониторинг – выявление сигналов возможных неисправностей устройств или внешних цепей;
- периодический мониторинг – анализ получаемых измеренных значений тока, напряжения и мощностей от различных устройств и контроль их состояния на основе показаний;
- ситуационный мониторинг – осуществление функций при возникновении нештатных ситуаций, а также выполнение анализа работы РЗА с использованием заложенных алгоритмов.

#### Литература

1. Концепция развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети» [1]. – Режим доступа: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/1da/2igrtje3suvjhqtjr8ubv5v7jauxqinl.pdf>
2. Кузнецов А. П., Белотелов А. К. Применение и техническое обслуживание микропроцессорных устройств на электростанциях и в электросетях // М.: НЦ ЭНАС. – 2001.
3. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита. – 2007.

### **ТИРИСТОРНЫЙ РЕГУЛЯТОР НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**Крюков Е.В.<sup>1</sup>, Бедретдинов Р.Ш.<sup>1</sup>, Гусев Д.А.<sup>1</sup>**

Научный руководитель профессор Е.Н. Соснина

**<sup>1</sup>Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева,  
г. Нижний Новгород, Россия**

Нефтегазовая промышленность – одна из самых крупных и важных отраслей в экономике России. Множество регионов РФ развиваются именно за счёт нефтегазовой промышленности [6], которая содержит комплекс предприятий по освоению месторождений, добыче, первичной обработке, переработке и распределению нефтегазовых продуктов. Стратегией развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г. поставлены задачи развития прорывных технологий добычи, транспортировки минеральных ресурсов, строительства новых объектов инфраструктуры [5].

Для предприятий нефтегазовой промышленности характерно наличие большого количества энергоёмких объектов и оборудования (электродвигатели станков-качалок, погружных центробежных электрических насосов, компрессоры поршневые и центробежные и т.д.). Прерывание электропитания таких объектов может привести к нарушению технологических процессов, связанных непосредственно с добычей и переработкой нефти и газа. Это, в свою очередь, приводит к экономическому ущербу.

Показатели качества электроэнергетики (отклонения, колебания, провалы напряжения) оказывают серьезное влияние на работу электроприемников нефтегазовых предприятий [1]. В условиях роста нагрузок возникает необходимость повышения надёжности и качества электроснабжения, согласно требованиям ГОСТ 32144-2013 [2]. В существующих сетях регулирование напряжения осуществляется с помощью устройства РПН, с временем переключения около 10 секунд. Поэтому, РПН не сможет среагировать на колебания напряжения. Таким образом, применение устройств регулирования напряжения (РПН, ВДТ) [4,7] в сетях нефтегазовой отрасли неэффективно.

Одним из технических устройств, позволяющих решить задачу повышения качества электроэнергии, является тиристорный регулятор напряжения (ТРН), который разработан в НГТУ им. Р.Е. Алексеева [8]. Среди преимуществ устройства можно выделить скорость работы, увеличенный коммутационный ресурс и более высокую перегрузочную способность в сравнении с транзисторными регуляторами.

Упрощенная схема ТРН показана на рис. 1. Технические характеристики устройства представлены в таблице.

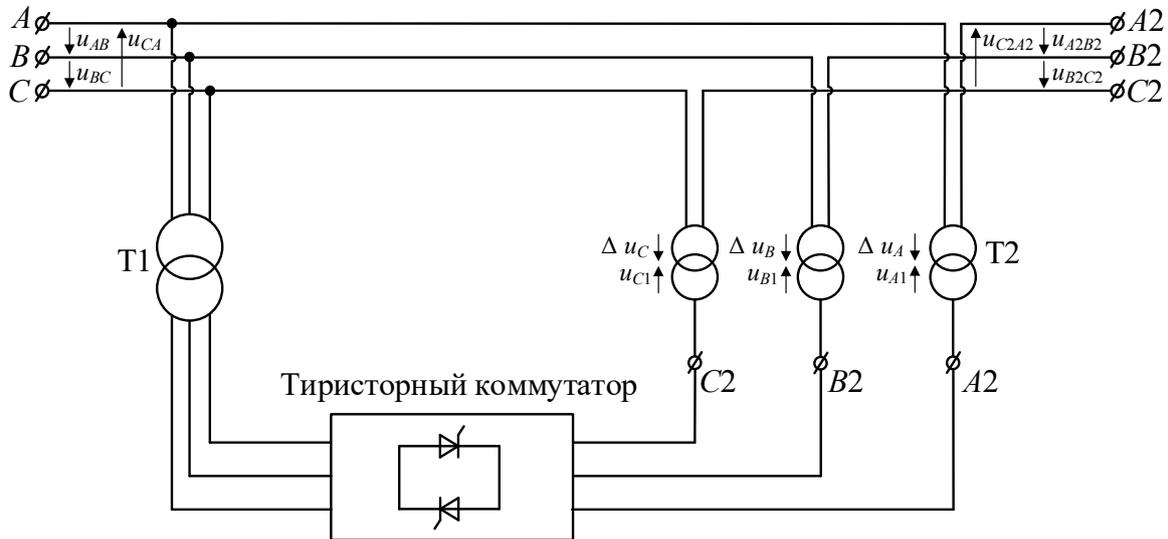


Рис. 1. Упрощённая схема ТРН: T1 – шунтовой трансформатор, T2 – серийные трансформаторы

Основными элементами ТРН являются серийные трансформаторы и шунтовой трансформатор, на базе вторичных обмоток которого выполнен блок тиристорного коммутатора (рис. 1). С помощью модулей тиристорного коммутатора осуществляется регулирование амплитуды и фазы напряжения в сети. Диапазон регулирования амплитуды выходного напряжения составляет  $\pm 14\%$ . Осциллограммы входных и выходных напряжений (фазного  $U_B$  и линейного  $U_{BC}$ ) в режиме повышения выходного напряжения показаны на рис. 2.

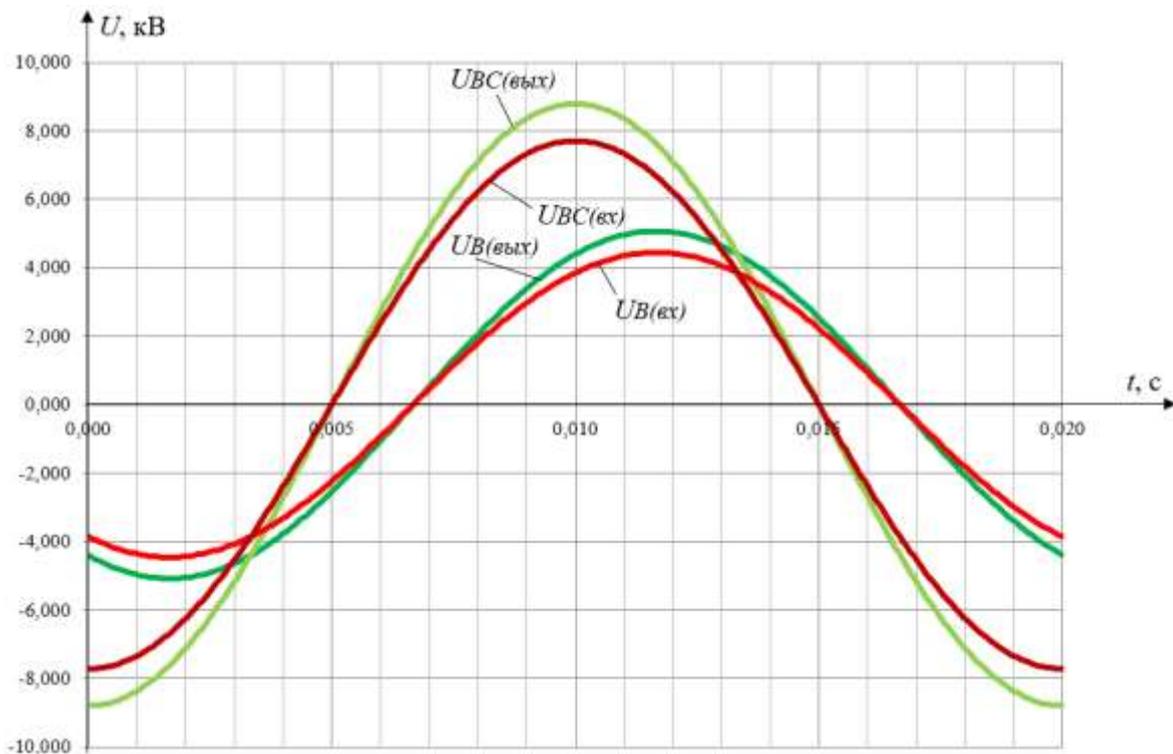


Рис. 2. Осциллограммы входных и выходных напряжений (фазного  $U_B$  и линейного  $U_{BC}$ ) в режиме повышения выходного напряжения

Управление тиристорами ТРН выполняется с помощью импульсно-фазового способа. Такой подход способствует высокой точности и эффективности регулирования напряжения в сети. Кроме того, при регулировании напряжения коэффициент гармонических искажения соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013. Коммутация тиристоров осуществляется с помощью двухзонного поочередного алгоритма, что позволяет плавно изменять выходное напряжение ТРН [3], а также оперативно реагировать на изменения нагрузочных токов, сохраняя регулировочные свойства ТРН [9]. Это позволяет обеспечить быстрое действие регулирования при провалах напряжения на предприятиях нефтегазового комплекса.

*Работа выполнена в рамках гранта РНФ от 29.12.2023 г. №24-29-00872.*

#### Литература

1. Абрамович Б. Н., Богданов И. А. Повышение эффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – С. 408-416.
2. Абрамович Б. Н. Проблемы повышения эффективности электроснабжения горных и нефтегазовых предприятий // Записки Горного института. – 2004. – Т. 157. – С. 90-94.
3. Асабин А. А. и др. Способы плавного регулирования величины выходного напряжения тиристорного регулятора вольтодобавки // Труды НГТУ им. П.Е. Алексеева. – 2018. – № 4 (123). – С. 69-75.
4. Калентиюнок Е. В. Применение вольтодобавочного трансформатора на участке электрической сети для регулирования напряжения. – 2022.
5. Иванов К. С. «Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» и задачи Уральской геологии // Уральский геологический журнал. – 2020. – № 4. – С. 3-18.
6. Хамматдинова Г. И. Нефтяная промышленность РФ: особенности развития и основные проблемы // Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия: Экономика. – 2018. – № 3 (25). – С. 99-104.
7. Hem P. et al. Service Restoration in Distribution Systems with a Load Tap Changer // 2022 International Electrical Engineering Congress (IEECON). – IEEE, 2022. – С. 1-4.
8. Sosnina E. et al. The Claimed Functions of A Thyristor Voltage and Power Regulator Research // 2023 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2). – IEEE, 2023. – С. 1-4.
9. Sosnina E. et al. Voltage control with thyristor-regulated booster transformer // 2018 International Conference on Smart Grid (icSmartGrid). – IEEE, 2018. – С. 202-207.

### **РАЗРАБОТКА ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАСЧЕТА ГЕНЕРИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМИ ПАНЕЛЯМИ НА СУТКИ ВПЕРЕД ДЛЯ ЗАДАЧ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

**Кузнецов Д.М.**

Научный руководитель старший преподаватель Аскарлов А.Б.

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

Солнечная панель – фотоэлектрическое устройство, преобразующее энергию солнца в электрическую энергию с помощью фотоэффекта. Солнечные панели собраны из фотоэлектрических элементов, встроенных в рамку из полупроводникового материала – кремния [3]. Под воздействием солнечных лучей, направленных на негативно заряженную панель, полупроводник прогревается и поглощает энергию, превращая ее в электричество. Этот процесс стимулирует выход электронов из материала, соответствующая принципам уравнения Эйнштейна для фотоэффекта, и создает в кристаллической структуре отверстия, при этом освобожденные электроны остаются в материале. Возникающее внутри панели электрическое поле разделяет заряженные частицы, что формирует разницу потенциалов. Освободившиеся электроны начинают движение в определенном направлении, обеспечивая поток электричества.[1]

Расчеты, предсказывающие количество электрической энергии, которую солнечные панели смогут сгенерировать на протяжении следующих суток, играют ключевую роль в оптимизации использования солнечной энергии. Это в свою очередь способствует сокращению издержек на производство и распределение электроэнергии. Для крупных энергетических компаний, крайне важно иметь точное представление о том, сколько электроэнергии смогут произвести их солнечные электростанции. При обеспечении электричеством определенной территории посредством солнечной электростанции, компаниям необходимо знать, будет ли достаточно сгенерированной энергии для удовлетворения потребностей всех потребителей в этой зоне, исходя из известного среднего потребления. Прогнозирование количества генерируемой электроэнергии на следующие сутки и неделю позволяет оценить ожидаемый объем энергии для потребителей и сделать соответствующие выводы. Для частных лиц, установивших домашние солнечные электростанции, подобные расчеты помогут определить, сколько электроэнергии они смогут произвести в ближайшее время.[2]

Расчет электрической энергии, генерируемой солнечными электростанциями на сутки вперед, обладает неотъемлемой актуальностью в контексте энергетики по нескольким ключевым аспектам:

1. Оптимальное планирование и управление ресурсами: Расчет энергетической производительности солнечных панелей на сутки вперед позволяет эффективно планировать и управлять производством электроэнергии. Это особенно важно для согласования производства энергии с пиковым потреблением и динамикой изменения солнечной активности.

2. Оптимизация использования солнечных ресурсов: Расчеты предоставляют возможность оптимизировать использование солнечных ресурсов в различные периоды дня и в разных климатических условиях. Это позволяет

более эффективно использовать возобновляемые источники энергии и минимизировать зависимость от традиционных источников.

3. Прогнозирование производства электроэнергии: Рассчитывая генерацию солнечной энергии на сутки вперед, можно создать более точные прогнозы по производству электроэнергии. Это важно для обеспечения стабильности работы энергосистемы и учета возможных колебаний в производстве.

4. Эффективное управление энергосистемой: Знание количества генерируемой энергии позволяет эффективнее управлять энергосистемой, принимая во внимание возможные колебания и сезонные изменения в солнечной активности. Это помогает поддерживать стабильность в сети и предотвращать перегрузки.

5. Экономическая эффективность: Расчеты генерируемой энергии предоставляют важные данные для оценки экономической эффективности солнечных электростанций [6]. Это включает в себя оценку затрат, возможных доходов и возврата инвестиций, что является важным аспектом в условиях перехода к устойчивым источникам энергии.[5]

Для успешного совершения расчета генерируемой электрической энергии солнечными панелями на сутки вперед, необходимо знать определенный набор входных данных:

- 1) широта и долгота;
- 2) количество дней с начала года;
- 3) время в часах, расчет будет почасовым (рис. 2);
- 4) коэффициент полезного действия панели;
- 5) площадь панели;
- 6) температурный коэффициент панели;
- 7) температура окружающей среды;
- 8) балл облачности;
- 9) значение альбедо – коэффициент отражения местности;
- 10) угол наклона солнечной панели (рис. 1);
- 11) значение степени прозрачности атмосферы;
- 12) азимут солнца в измеряемый момент времени.

Используя эти данные, можно сделать расчет генерируемой электрической энергии солнечными электростанциями, в заданных координатах, в заданный день и в выбранный час.[3]

Исходя из анализа существующих программных комплексов, для расчета генерируемой электрической энергии солнечными панелями, и выяснения их слабых сторон, поймем, что необходимо учесть в предлагаемой мною платформе для осуществления расчета [7]. Русскоязычный интерфейс. Необходимо, чтобы платформа, на которой пользователи будут производить расчет, была на русском языке, и пользователям было удобно на ней работать. Автоматический экспорт погодных данных. Для точных расчетов, необходимо основываться, не на архивные данные погоды прошлых лет, а на фактические цифры прогноза погоды. Для упрощения использования платформы, необходимые погодные данные будут автоматически экспортироваться на сайт. Простой и понятный интерфейс. Интерфейс необходимо сделать интуитивно понятным, чтобы любой пользователь смог без проблем его использовать. Результат расчета в заданной площади. Определять фактическую выработанную электроэнергию в  $m^2$ , достаточно неудобно для обычного пользователя СЭС. Удобнее будет, задать точную площадь солнечной панели из технического паспорта и смотреть на конкретные цифры расчета. Online расчет. Реализовать расчет, удобнее будет в виде сайта. Пользователям не нужно будет скачивать необходимое программное обеспечение, ждать пока программа загрузится и установится, тратить лишнее время и место на ПК. Минимизировать количество непонятных полей. Необходимо автоматизировать экспорт всех возможных полей ввода. И добавить инструкции для ввода каждого поля. При учете вышеперечисленных параметров, платформа будет отличаться и в некоторых направлениях обгонять своих конкурентов, по функционалу, интерфейсу и удобству.[1]

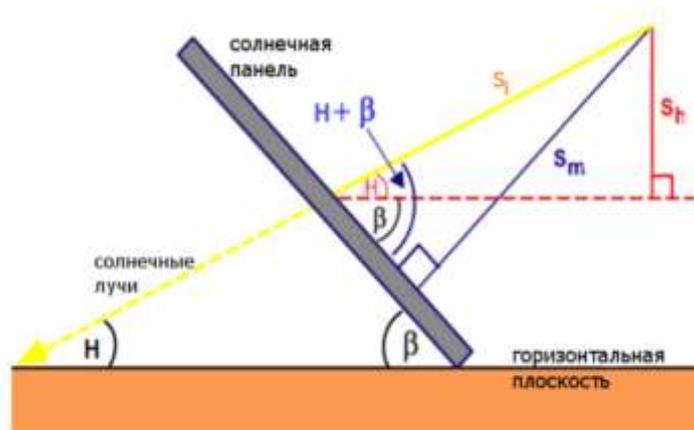
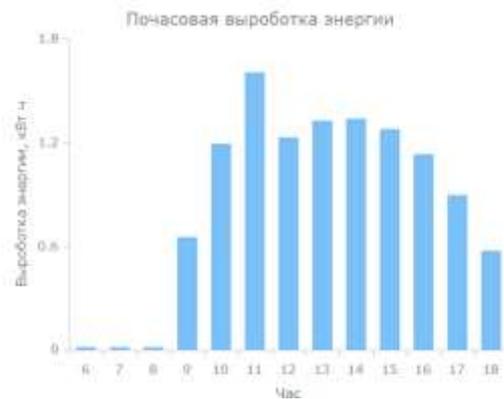


Рис. 1. Угол наклона и солнечное излучение, падающее на фотоэлектрическую панель



**Рис. 2. Результат почасового расчета в Томске на 13.03.14**

Исходя из вышесказанного, разработанный расчет обладает неотъемлемой актуальностью в контексте энергетики. В докладе рассмотрены варианты использования расчета генерируемой электрической энергии фотоэлектрическими панелями на сутки вперед, актуальность расчета и необходимые входные данные для успешного совершения расчета.

#### Литература

1. Гальперин Б. М., Ченцова Т. А. О расчетах месячных сумм солнечной радиации по общей и нижней облачности // Труды ЛГМИ. – 1972. – № 48. – С. 119.
2. Иванова И. Ю. Возобновляемая энергетика на востоке России: прогнозы, барьеры, методы обоснования применения // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2013. – С. 96-103.
3. Кондратьев К. Я., Пивоварова З. И., Федорова М. П. Радиационный режим наклонных поверхностей. – Гидрометеиздат, 1978.
4. Кобышева Н. В., Пивоварова З. И. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3: Многолетние данные. Части 1-6. Вып. 2: Мурманская область. – 1988.
5. Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф. Возобновляемая энергетика на востоке России // Академия энергетики.– 2014. – № 4. – С. 28-33.
6. Санеев Б. Г. и др. Нетрадиционная энергетика в энергоснабжении изолированных потребителей регионов Севера // Проблемы нетрадиционной энергетики. – 2006. – С. 55-70.
7. Сивков С. И. Методы расчета характеристик солнечной радиации. – Гидрометеиздат, 1968.

### **ЛИКВИДАЦИЯ ВОЗГОРАНИЙ ТВЕРДЫХ ОТДЕЛОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ С ПРИ ПОМОЩИ ФОРСУНОЧНЫХ УСТРОЙСТВ**

**Купов Д.С.**

Научный руководитель доцент А.О. Жданова

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

Введение. Проблема возгораний boreальной зоны и пожары на территории помещений различного назначения стали острой проблемой для многих стран мира [1, 2]. Анализ мировой статистики возгораний [2] позволяет сделать заключение о том, что 82,7 % смертности в результате бедствия приходится на неконтролируемое горение в жилых домах, также следует упомянуть о том, что 61 % ожогов зарегистрированы в условиях катастроф на площадях жилого сектора. По государственным стандартам помещения различного назначения [3] оснащены помимо средств первичного пожаротушения [4] системами пожарной сигнализации [5] и системами автоматического пожаротушения [6]. Все этапы раннего выявления и ликвидации возгорания направлены на достижение основных функций цели, это минимальное время тушения и минимальный объем огнетушащего средства, затраченный по подавление пожара.

Модельные очаги. Немаловажным фактором при планировании экспериментальных исследований является выбор модельных очагов. Анализ таких категорий помещений как жилые, производственные и складские позволяет сделать заключение о том, что самым распространенным отделочным материалом является древесина. Следует отметить, что древесина занимает лидирующие позиции как сырье для изготовления мебели. По структуре древесину можно рассматривать как хлопьевидный материал, который имеет волокнистую форму [7]. По химическому составу древесина всех пород практически одинакова (содержание углерода 49–50 %, кислорода 43–44 %, водорода 6 % и азота 0,1–0,3 %). В древесине эти элементы образуют органические вещества: целлюлозу (31–50 %), лигнин (20–30 %) и гемицеллюлозы (19–35 %), включающие пентозаны (5–29 %) и гексозаны (6–13 %). Хвойные породы содержат несколько больше целлюлозы, лиственные – значительно больше пентозанов. В состав древесины входят также экстрактивные вещества (таннины, смолы, камеди, эфирные масла и др.). Минеральные вещества при сжигании древесины образуют золу (0,1–1 %). При горении древесины образуется водяной пар, двуокись и окись углерода, а также альдегиды, кислоты и различные газы.

Методика экспериментальных исследований. В ходе работы были проведены экспериментальные исследования по ликвидации горения модельных очагов, состоящих из древесины. Подавление горения реализовано при помощи четырех видов форсуночных устройств разной дисперсности при варьировании давления тушащего средства при нескольких методах тушения.

Экспериментальный комплекс состоит из огнеупорного стенда, щита автоматики, регистрирующих устройств, двух видеокамер, ПК для сбора и записи информации, а также компрессора.

Огнеупорный стенд представляет собой полый параллелепипед размерами 1×1,25×1,5 м, грани которого выполнены из стекломгнезитового негорючего листа, прикрепленного к каркасу из алюминиевых балок. В одной грани вырезано окно и вставлено огнеупорное стекло толщиной 4 мм размерами 0,7×0,5 м. В нижней боковой поверхности стенда выполнен канал приточной вентиляции, с противоположной стороны в верхней части стенда – канал вытяжной вентиляции. Внутри стенда размещены модельный очаг пожара, дымовые извещатели и терморпары, датчики пламени, тепловые датчики для идентификации характеристик очага возгорания и момента начала возгорания, система газоанализа.

Задачей проведения экспериментальных исследований являлась регистрация характеристик горения и подавления этого процесса при помощи форсуночных устройств. В ходе проведения экспериментов было реализовано три метода подавления очага возгорания, непосредственно постоянное/непрерывное тушение, импульсное тушение (регулировка времени импульса по интенсивности горения очага).

Характеристики распыления форсуночных устройств

Для реализации тушения модельного очага применялась система подачи огнетушащего состава, состоящая из баллона с огнетушащим средством, компрессора, трубопровода и форсуночного устройства. В ходе экспериментальных исследований были рассмотрены четыре типа форсунки, необходимых для распыления тушащих жидкостей. Форсунка располагалась в верхней части пилотного здания над модельным очагом пожара. В качестве огнетушащего состава использовалась вода, которая подавалась на распылительную форсунку под давлением по трубопроводной системе. Для дистанционного управления распылением огнетушащего состава (с щита автоматики) устанавливался электромагнитный соленоидный клапан в системе водоснабжения. Тушение начиналось после срабатывания двух любых пожарных извещателей или сенсоров, согласно «алгоритма С». Для этих целей применялись: дымовые датчики (SD), датчики пламени (FD), тепловые датчики (HD), сенсор CO (за срабатывание сенсора принимался момент достижения концентрации порогового значения CO = 20 мг/м<sup>3</sup>).

Регистрировались следующие параметры распыленной жидкости: объемный расход, скорость движения капель, радиус капель и угол раскрытия распыленной струи. Регистрация проводилась при помощи высокоскоростной видеокамеры Phantom MiGo M310 на расстоянии 21 см от форсуночного устройства в целях обеспечения полного раскрытия факела.

Результаты и обсуждения. Анализ экспериментальных данных позволяет сделать заключение о том, что ликвидация возгорания модельного очага, состоящего из древесины эффективна относительно минимальной функции цели по времени тушения в условиях реализации генерации водяного потока форсункой при давлении в распылительной системе 3 бара по методике постоянного тушения. При этом объемный расход составляет 14 мл/с, угол раскрытия форсунки 67,70, скорость движения капель 3,891534 м/с, а средний радиус капель составляет 0,028937 мм. Однако следует отметить, что при минимизации второй функции цели – объема задействованной на подавление возгорания тушащей жидкости, можно ликвидировать возгорание модельного очага задействовав объем воды в 9,9 раз меньше, чем при постоянном воздействии тушащего агента. Установленный результат достигнут в условиях генерации водяного потока аналогичным форсуночным устройством, однако при снижении давления в распылительной системе до 0,5 бар и подаче огнетушащего средства в модельный очаг по методике «импульс-пауза» (переменное тушение).

Анализ также позволяет сформулировать заключение о том, что уменьшение расстояния высоты расположения форсуночного устройства позволит существенно снизить время тушения модельного очага, состоящего из древесины. Так, установлено, что при расстоянии между форсункой и модельным очагом 30 см при давлении в распылительной системе 1 бар существенно снижается время ликвидации возгорания до 6 с.

На рисунке ниже представлены значения расходов форсуночного устройства (G) от времен тушения (t) и объемов затраченной жидкости (V) для трех различных высот (0.3-1.2 м) установки распылительной форсунки (при тушении модельного очага, состоящего из древесины).

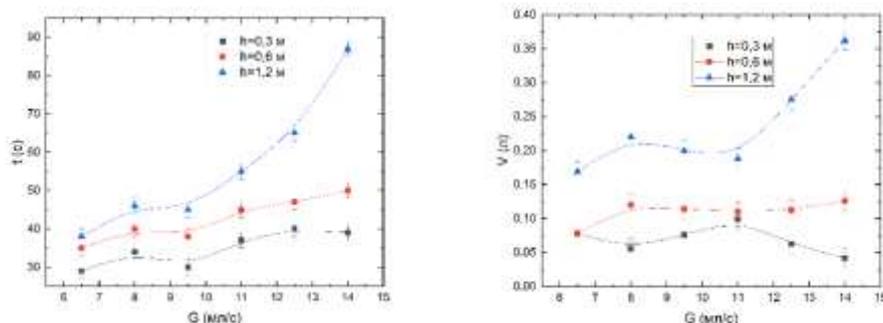


Рис. Значения расхода форсуночного устройства при тушении модельного очага, состоящего из древесины

Заключение. В ходе выполнения работы были проведены экспериментальные исследования рассматривающие способы подавления очагов, состоящих из древесины. Были определены оптимальные параметры системы пожаротушения, при которых время подавления очагов, состоящих из твердого горючего вещества и затраченный объемный расход тушащего средства сводились к минимуму.

#### Литература

1. Государственный доклад «О состоянии защиты населения и территорий Российской Федерации от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в 2020 году», МЧС России, Москва, 2021.
2. Brushlinsky N. N. et al. World fire statistics. – 2017.
3. СП 486.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности, (2021) 6.
4. GOST R 59641-2021 Fire protection means for buildings and structures. Primary fire extinguishing means. Installation, maintenance and repair manual. Performance test methods, (2022).
5. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность, (2021).
6. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 59636 - 2021. Установки пожаротушения автоматические. Руководство по проектированию, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту. Методы испытаний на работоспособность (утв. и введен в действие приказом Федерально, (2021).
7. Приказ МЧС России от 31.07.2020 N 582 Об утверждении свода правил Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования (вместе с СП 484.1311500.2020), 2020.

### **ВЛИЯНИЕ ОБЪЕКТА ВИЭ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЭС Малькова Я.Ю.**

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

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

В настоящее время крайне актуален поиск и детальное предметное изучение альтернативных традиционным методов выработки электроэнергии, в том числе и в России, причем как на локальном, так и на федеральном уровне. Так, согласно п. 21, б Указа Президента РФ от 28.02.2024 г. № 145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» [5], одним из приоритетов научно-технологического развития нашей страны является переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, формирование новых источников энергии, способов ее передачи и хранения.

Согласно актуальной статистике, представленной АО «СО ЕЭС» [4], на 01.01.2024 г. установленная мощность единой энергетической системы (ЕЭС) России составляет 248,2 ГВт, из них на объекты генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приходится суммарно 4,7 ГВт (или около 2 %), солнечные (СЭС) и ветряные электростанции представлены примерно в равном соотношении.

Однако при локальном рассмотрении изолированных электроэнергетических систем (ЭЭС) доля объектов ВИЭ может достигать значения 20 и даже 30 %, что уже является критическим и может приводить к появлению незатухающих колебаний мощности, при возникновении внешнего возмущающего воздействия. Наличие незатухающих колебаний мощности, в свою очередь, оказывает негативное влияние на сохранение устойчивости ЭЭС, она может быть нарушена [2].

Причиной данного эффекта являются особенности подключения объектов ВИЭ к сети. Отметим, что описанное выше влияние на функционирование ЭЭС наблюдается также и при внедрении систем накопления энергии (СНЭ), в том числе гибридных, включающих в свой состав водородные накопители, как при одиночной установке, так и совместно с объектами ВИЭ в составе автоматизированных гибридных энергокомплексов (АГЭК). Подключение данного оборудования к сети осуществляется через сетевой инвертор на основе статических преобразователей напряжения (СПН). Объекты полностью безынерционные, вращающиеся массы у них отсутствуют.

Подобного рода колебания мощности ранее, до массового локального внедрения объектов ВИЭ, не наблюдались, меры по их эффективному демпфированию в настоящее время отсутствуют. Таким образом, имеет место необходимость разработки новых методов и средств демпфирования колебаний мощности и в целом повышения устойчивости современных ЭЭС, для которых характерно представление возобновляемой генерации, в том или ином объеме. Для чего следует провести всесторонние разноплановые исследования, с целью изучения влияния данных объектов на функционирование ЭЭС и ее устойчивость, чему и посвящена настоящая работа.

Проведем рассмотрение нескольких сценариев, отличных мощностью и местом установки объекта ВИЭ, на примере математической модели двухзональной 4-ех машинной ЭЭС («схемы Кундура» [1]), приведенной на рис. 1, с внедренным объектом ВИЭ. Здесь и далее под объектом ВИЭ будем понимать СЭС, что вполне позволяет сделать имеющий место уровень детализации объектов генерации. Исследование выполнено в подпрограмме Power System Analysis Toolbox (PSAT) [3] программного комплекса MATLAB.

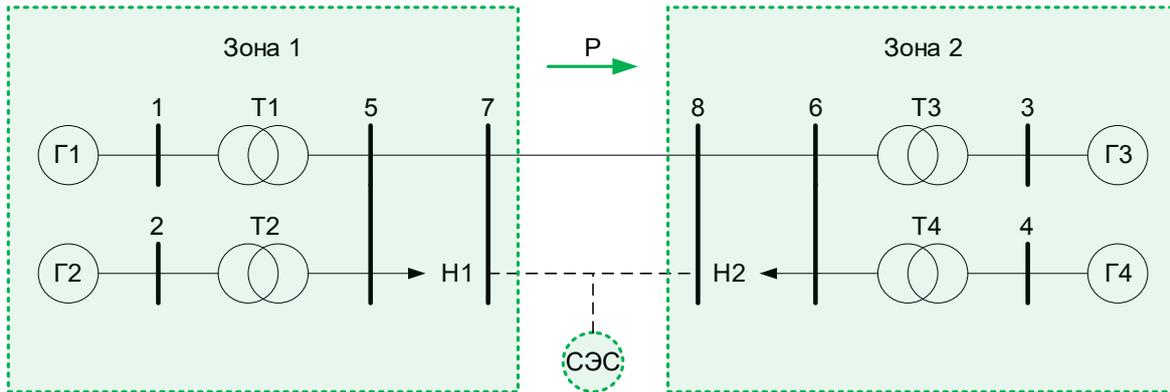


Рис. 1. Исследуемая двухзональная 4-х машинная ЭЭС («схема Кундура»):  
Г – генератор, Т – трансформатор, Н – нагрузка

Схема рисунка 1 включает в себя две зоны – избыточную (Зона 1) и дефицитную (Зона 2). Каждая из которых представлена двумя генерирующими установками. Зоны соединены между собой двумя параллельными линиями между узлом 7 и узлом 8, к которым осуществляется подключение объекта ВИЭ, при размещении его в Зоне 1 и в Зоне 2 соответственно. Мощность объекта ВИЭ следующая: 50 МВт, с пошаговым увеличением вплоть до 400 МВт, величина шага – 50 МВт.

Каждой установке объекта ВИЭ соответствуют свои (отличные) собственные значения корней характеристического уравнения, поиск которых осуществляется с использованием подпрограммы PSAT программного комплекса MATLAB. Найденные корни систематизированы для всех выполненных расчетов и нанесены на комплексную плоскость (рис. 2).

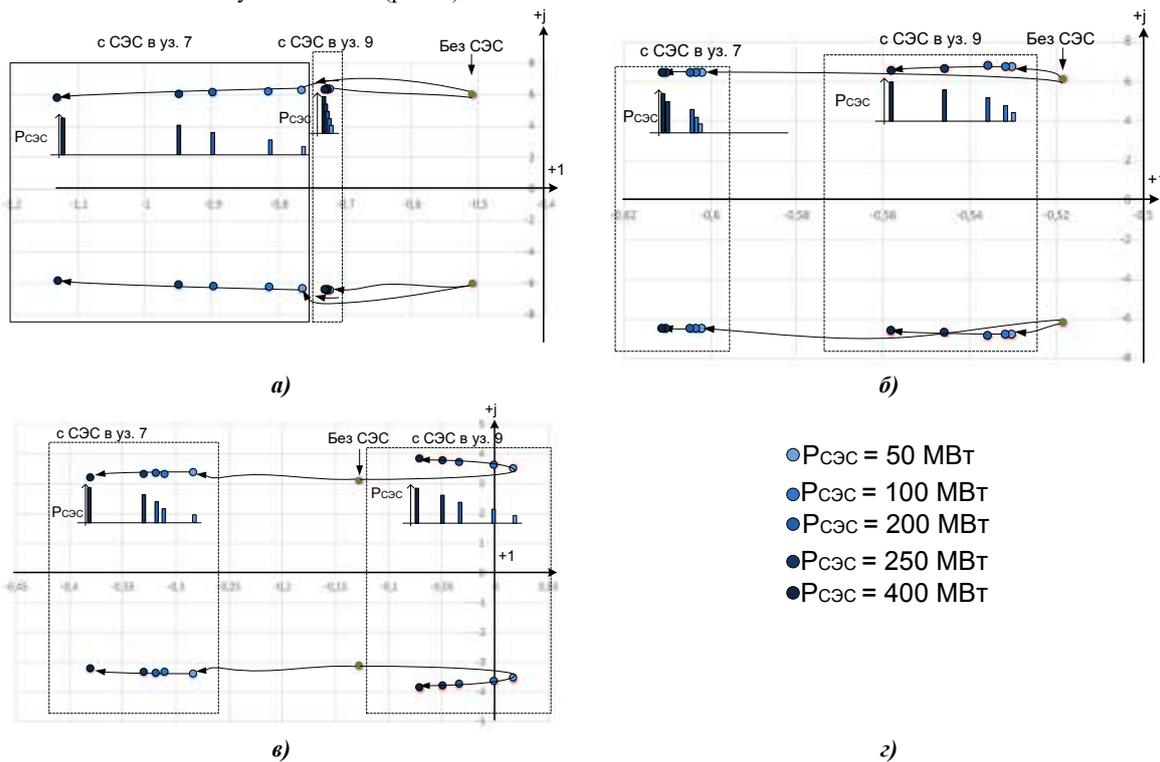


Рис. 2. Собственные значения корней характеристического уравнения при внедрении объекта ВИЭ разной мощности (z) в Зону 1 и в Зону 2: локальные колебания в Зоне 1 (а) и в Зоне 2 (б); межзональные колебания (в)

Рис. 2а и рис. 2б иллюстрируют локальные колебания генерирующих установок Зоны 1 и Зоны 2 соответственно, рис. 2в – межзональные колебания. Последние рассматриваются ввиду того, что несмотря на локальный характер установки объектов ВИЭ, возникающие низкочастотные и субсинхронные колебания имеют достаточно широкую область распространения, вплоть до магистральных сетей.

Так, из рис. 2а и рис. 2б видно, что установке объекта ВИЭ большей мощности в рамках принятого диапазона, как в Зону 1, так и в Зону 2, соответствует смещение корней характеристического уравнения влево, что оказывает положительное влияние на устойчивость исследуемой схемы. Кроме того, во всех приведенных сценариях

расположение корней характеристического уравнения при внедрении объекта ВИЭ в Зону 1 оказывается левее, чем при внедрении объекта аналогичной мощности в Зону 2. На основании чего можно сделать вывод, что Зона 1 является более предпочтительной для установки новых генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

Однако, согласно проведенным исследованиям, обозначенная выше тенденция положительного влияния внедрения объектов ВИЭ на устойчивость ЭЭС сохраняется вплоть до доли ВИЭ от суммарной установленной мощности энергорайона, равной 30 %. Дальнейшее увеличение доли объектов ВИЭ приводит к описанным выше последствиям – появлению незатухающих колебаний мощности и нарушению устойчивости ЭЭС. Одним из возможных решений в данном случае может быть дополнение системы автоматического управления (САУ) сетевым инвертором на основе СПН регулятором демпфирования колебаний мощности и его настройка, что позволит увеличить долю объектов ВИЭ вплоть до 50 %. После чего необходимо принципиальное изменение реализованного в САУ алгоритма управления, например, применение технологии виртуального синхронного генератора (ВСГ), позволяющего объектам ВИЭ имитировать статические и динамические характеристики традиционных синхронных генераторов, для существенного улучшения демпфирующих свойств ЭЭС.

#### Литература

1. Kundur P. Power system stability, Power System Stability and Control //Chapter7. Boca Raton, FL: CRC. – 2007.
2. Liu C. et al. Oscillation analysis and wide-area damping control of DFIGs for renewable energy power systems using line modal potential energy //IEEE Transactions on Power Systems. – 2018. – Т. 33. – № 3. – С. 3460-3471.
3. Milano, F. An Open Source Power System Analysis Toolbox // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – V. 20. – Is. 3. – P. 1199-1206.
4. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2023 году (на основе оперативных данных). АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2024/ups\\_rep2023.pdf](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2024/ups_rep2023.pdf).
5. Указ Президента РФ от 28.02.2024 г. № 145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202402280003?index=10>.

### **ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ МОДАЛЬНОГО АНАЛИЗА ЛИНЕАРИЗОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ**

**Малюта Б.Д.**

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

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

**Введение.** На сегодняшний день интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в современные энергосистемы (ЭС) является одним из ведущих направлений развития электроэнергетики. Данные, собранные Международным Агентством по Возобновляемой Энергии (IRENA) за период с 2012 по 2021 год, свидетельствуют о росте процента от общей генерации, приходящегося на мощности, источниками первичной энергии которых являются ВИЭ [1].

В то же время данная тенденция приводит к возникновению существенных проблем с устойчивостью ЭС, т.к. ВИЭ-генерация не вносит вклада в общую инерцию ЭС из-за отсутствия либо непосредственной электрической связи с ЭС, либо запасов кинетической энергии, необходимых для обеспечения инерции [2]. Последнее становится все менее значимым в контексте современных энергосистем, т.к. всё большее количество современных объектов ВИЭ-генерации интегрируются в ЭС посредством силовых преобразователей (СП) – инверторов, управляемых специальными алгоритмами. Как отмечается в [3], рост числа СП в ЭС приводит к значительным изменениям динамических свойств ЭС относительно традиционных ЭС, в которых преобладают синхронные генераторы, а также к возникновению новых видов колебаний, проблем в области устойчивости и значительного числа прочих негативных факторов, влияющих на устойчивую и безопасную работу ЭС.

Одним из возможных решений вышеперечисленных проблем является соответствующая настройка системы управления (СУ) СП. Вариант реализации алгоритма для такой настройки предложен в [4]. Впрочем, сложность такого подхода состоит в необходимости применения средств модального анализа, реализация которых без должной автоматизации трудоёмка и занимает значительное время. Также без автоматизации невозможна автоматическая подстройка параметров системы под изменяющиеся условия работы. Таким образом становится актуальной разработка средств автоматической реализации расчёта параметров СУ СП на основании результатов модального анализа.

Данная работа посвящена демонстрации первичных результатов разработки программного обеспечения для автоматизации определения параметров СУ СП.

**Описание разрабатываемого программного обеспечения.** На текущем этапе разрабатываемое программное обеспечение реализуется в виде объекта MATLAB App в программном комплексе MATLAB. Реализация подобным образом позволяет упростить решение вопросов, связанных с графическим интерфейсом и способом задания входным данным, т.к. исследуемая модель в линеаризованном виде может быть задана посредством внутреннего языка программирования MATLAB и считана программой через обращение к пространству переменных модели (base workspace).



Рис. 1. Структурная схема актуальной версии программного обеспечения

В текущем виде программное обеспечение позволяет импортировать модель из пространства переменных, рассчитывать моды колебаний и визуализировать их в табличном виде и на корневом годографе. Структура программы приведена на рисунке 1.

После нажатия кнопки «Calculate eigenvalues» программа извлекает данные из выбранной пользователем переменной (её имя нужно ввести в текстовое поле) и записывает значение в промежуточную переменную. Затем происходит расчёт собственных чисел и вывод полученных результатов в табличном виде. В таблице представлены как собственное число целиком, так и в отдельности его действительная и мнимая части. По нажатии кнопки «Plot root locus» происходит вывод результатов в виде корневого годографа.

**Верификация результатов.** Для верификации результатов расчёта программы была использована модель из [6]. Результаты расчёта собственных чисел, приведённые в [6], представлены в таблице 1. Результаты расчёта и внешний вид программы приведены на рисунке 2.

Таблица 1

Собственные числа матрицы состояний A

$\lambda_1$	$-174 + j2607$	$\lambda_4$	$-37 - j2127$	$\lambda_7$	$-1776 + j144$	$\lambda_{10}$	$-0.1 - j4$	$\lambda_{13}$	$-0.3$
$\lambda_2$	$-174 - j2607$	$\lambda_5$	$-5000$	$\lambda_8$	$-1776 - j144$	$\lambda_{11}$	$-31$		
$\lambda_3$	$-37 + j2127$	$\lambda_6$	$-3200$	$\lambda_9$	$-0.1 + j4$	$\lambda_{12}$	$-32$		

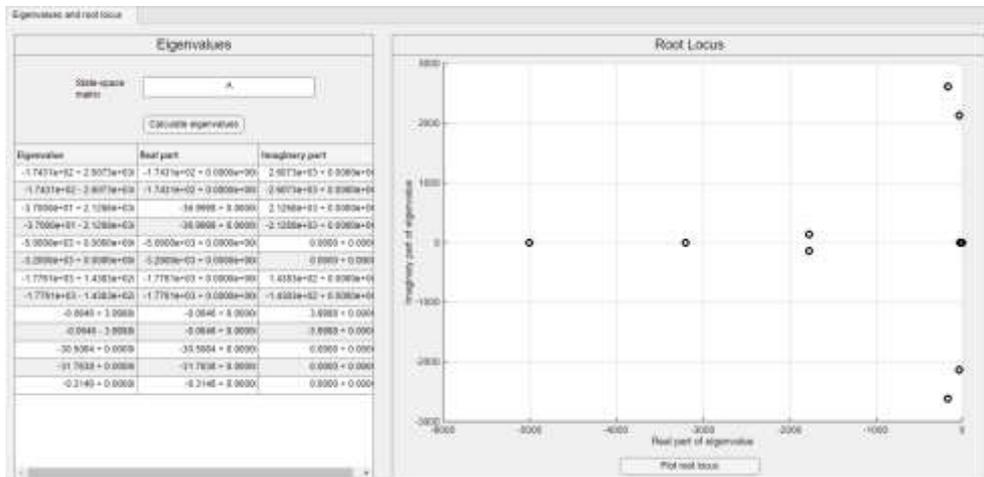


Рис. 2. Результаты расчёта и внешний вид программы

Полученные результаты полностью соответствуют [6].

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00004.

#### Литература

- IRENA (2022), Renewable Energy Statistics 2022, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- Tielens P., Van Hertem D. The relevance of inertia in power systems // Renewable and sustainable energy reviews. – 2016.– Т. 55. – С. 999-1009.
- Shair J. et al. Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – Т. 145. – С. 111111.
- D'Arco S., Suul J. A., Fosso O. B. Control system tuning and stability analysis of virtual synchronous machines // 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. – IEEE, 2013. – С. 2664-2671.
- Suvorov A. et al. Comparative small-signal stability analysis of voltage-controlled and enhanced current-controlled virtual synchronous generators under weak and stiff grid conditions // International Journal of Electrical Power & Energy Systems.– 2023. – Т. 147. – С. 108891.

6. Малюта Б. Д. Применение модального анализа для изучения динамических свойств энергосистем при интеграции в них возобновляемых источников энергии // Бутаковские чтения: материалы II Всероссийской с международным участием молодежной конференции, 13 -15 декабря 2022 г., Томск. – Томский политехнический университет, 2022. – С. 15-18.

**ПИЛОТНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА УТИЛИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ  
В СОСТАВЕ СУСПЕНЗИОННЫХ ТОПЛИВ**

**Моор Е.Н., Кузнеченкова Д.А.**

Научный руководитель профессор наук Д.О. Глушков

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

В современном мире одной из главных экологических проблем является загрязнение окружающей среды отходами, производимыми промышленностью и бытовыми хозяйствами [1–7]. Несмотря на усовершенствование системы обращения с отходами, существующие технологии утилизации не приносят радикального решения проблемы [8, 9]. Вариантом решения этих проблем является вовлечение горючих побочных продуктов различных производств (мелкодисперсных твердых частиц) в качестве компонентов суспензионных топлив для термической утилизации с последующей выработкой энергии. В качестве компонентов могут выступать: низкосортные угли, отработанные масла, отходы нефтепереработки, а также торф, биомасса, лесные горючие материалы, пиролизированные автомобильные шины, твердые коммунальные отходы и осадки сточных вод. Для успешного внедрения новых промышленных технологий необходимо провести всестороннее исследования технических, экологических и экономических аспектов данного направления утилизации отходов.

Целью настоящей работы является разработка принципиально новой энергоэффективной и экологически чистой технологии подготовки и сжигания суспензионных топлив на основе промышленных и коммунальных отходов, и создание пилотной энергетической установки, включающей: автоматизированную систему приготовления суспензионного топлива на основе промышленных и коммунальных отходов и автоматизированную систему подачи и сжигания приготовляемого суспензионного топлива.

Для проведения промышленного исследования энергетического применения суспензионных топлив на основе отходов были предварительно проведены полевые испытания (рисунок 1), которые показали, что суспензионное топливо при сжигании в больших объемах при использовании разработанных технических средств (муфельного горелочного устройства) демонстрирует удовлетворительные результаты. Задержек загорания при впрыске суспензионного топлива не наблюдалось. Температура внутри горелочного устройства находилась в диапазоне 700–850 °С, которая является оптимальной для работы котла, обеспечивая его эффективную работу.



**Рис. 1. Проведение полевых испытаний, фото горения суспензионного топлива**

Для проведения натурных испытаний теплоэнергетических процессов, протекающих при использовании мультитопливных технологий, была разработана и построена энергетическая установка, способная утилизировать как твердые, так и жидкие горючие отходы. Эта установка представляет собой комплекс взаимосвязанных компонентов, целью которых является производство тепловой энергии. На фотографии, представленной на рисунке 2, можно увидеть данный технологический комплекс. Пилотный проект данной энергетической установки представляет собой технологическое решение, позволяющее использовать альтернативные виды топлива на основе промышленных, коммунальных отходов и низкосортных топлив. Разработанный технологический комплекс позволяет эффективно сжигать разнообразные горючие материалы и производить тепло с минимальными экономическими затратами на исходное топливо в процессе факельного или слоевого сжигания. Кроме того, данная установка обладает функцией автоматического контроля за техническими параметрами, такими как состав топлива, коэффициент избытка воздуха, температура сгорания, время пребывания частиц в камере сжигания, а также уровень антропогенных выбросов в дымовых газах.



Рис. 2. Фото пилотной энергетической установки на реальном объекте

Принцип управления пилотной энергетической установкой основан на трехуровневой автоматизированной системе управления технологическим процессом. Полевой уровень включает в себя: первичные средства измерения, датчики технологических параметров, местные показывающие приборы, исполнительные механизмы, охранные извещатели, и аппаратуру местного управления и сигнализации. Средний уровень автоматизации представлен щитом управления, который является ключевым элементом для автоматического управления пилотной энергетической установкой. Щит управления выполнен на базе приборных шкафов EMS-1800.800.400-1-IP65 и комплектующих к ним фирмы «Elbox EMS». В качестве основного оборудования, входящего в состав щита управления, выступают: программируемый логический контроллер ОВЕН, модули аналогового и дискретного ввода, модули аналогового и дискретного вывода, сенсорная web-панель, блоки питания, сетевые шлюзы и портовый сетевой неуправляемый коммутатор. Верхний уровень представлен специально сконструированным автоматизированным рабочим местом оператора с разработанной SCADA-системой (рисунок 3), осуществляющей сбор, анализ и хранение информации. SCADA-система взаимодействует с оборудованием через контроллер, программное обеспечение которого разработано на базе ПО Codesys, и обеспечивает визуализацию оперативных и архивных данных. Информационный обмен в данной системе осуществляется через протокол TCP/IP Modbus. Разработанная специально для этой установки SCADA-система предоставляет оператору уникальную возможность контролировать технологический процесс в реальном времени, а также отслеживать и информировать о любых чрезвычайных ситуациях. Для передачи данных от программируемого логического контроллера к удаленному рабочему месту оператора используется сетевой шлюз, который осуществляет связь через GSM-сеть и облачный сервис OwenCloud, обеспечивая надежную и безопасную передачу информации.

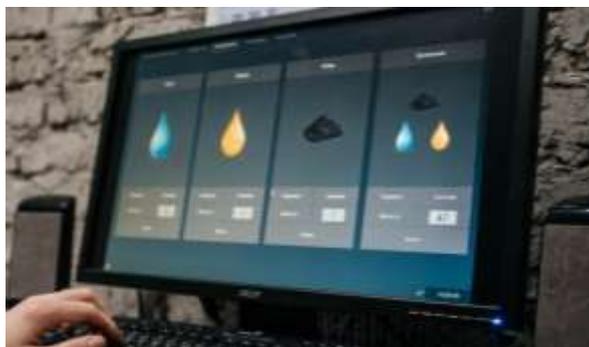


Рис. 3. Открытое окно SCADA-системы на рабочем месте оператора

На текущий момент ведутся пусконаладочные работы пилотной энергетической установки, при этом испытания с разработанной форсункой и муфельным предтопком позволили обосновать возможность использования суспензионных топлив на реальных горелочных устройствах.

Исследование выполнено при поддержке программы развития Национального исследовательского Томского политехнического университета «Приоритет-2030» (проект № Приоритет-2030-ЭБ-018-202-2024).

#### Литература

1. Jimenez L. et al. Operational predictive model for a municipal waste incinerator: A spanish case study // International Journal of Environmental Research. – 2011. – Т. 5. – № 3. – С. 639-650.
2. Moskvichev V. F., Tugov A. N. Analysis of operating experience with steam air preheaters at Russian municipal solid waste thermal power plants // Power Technology and Engineering. – 2012. – Т. 46. – № 1. – С. 46-51.
3. Wang H., Wang C. Municipal solid waste management in Beijing: characteristics and challenges // Waste Management & Research. – 2013. – Т. 31. – № 1. – С. 67-72.
4. Jeswani H. K., Smith R. W., Azapagic A. Energy from waste: carbon footprint of incineration and landfill biogas in the UK // The International Journal of Life Cycle Assessment. – 2013. – Т. 18. – С. 218-229.

5. De Souza S. N. M. et al. Technical potential of electricity production from municipal solid waste disposed in the biggest cities in Brazil: Landfill gas, biogas and thermal treatment // *Waste Management & Research*. – 2014. – Т. 32. – № 10. – С. 1015-1023.
6. Funari V. et al. Solid residues from Italian municipal solid waste incinerators: A source for «critical» raw materials // *Waste Management*. – 2015. – Т. 45. – С. 206-216.
7. Dong J. et al. Comparison of waste-to-energy technologies of gasification and incineration using life cycle assessment: Case studies in Finland, France and China // *Journal of Cleaner Production*. – 2018. – Т. 203. – С. 287-300.
8. Cimpan C. et al. Central sorting and recovery of MSW recyclable materials: A review of technological state-of-the-art, cases, practice and implications for materials recycling // *Journal of Environmental Management*. – 2015. – Т. 156. – С. 181-199.
9. Zaman A. U. A comprehensive review of the development of zero waste management: lessons learned and guidelines // *Journal of Cleaner Production*. – 2015. – Т. 91. – С. 12-25.

**ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЁЖНОСТИ  
И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ СНЭ И СТАТКОМ**

**Муравьев<sup>1</sup> Д.И., Лукутин<sup>2</sup> Б.В.**

<sup>1</sup>*ООО «Лаборатория преобразовательной техники» (ГК «Системотехника»),  
г. Санкт-Петербург, Россия*

<sup>2</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтегазовый сектор (НГС) является одним из ключевых сегментов промышленности и экономики не только в России, но и в мире, так, доля НГС в структуре ВВП России во II квартале 2023 года составила 16,0 % [3]. Подобные показатели были достигнуты благодаря значительным достижениям в технологиях добычи, переработки нефти и газа, делая НГС, на данный момент, драйвером в экономическом росте России. Продолжение стратегии поступательного развития отечественного НГС невозможно без увеличения эффективности и надёжности систем электроснабжения этого сектора. Данные вопросы являются центральными на дискуссионных площадках нашей страны, к примеру, на Международной выставке «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «НЕФТЕГАЗ», а также на Петербургском международном газовом форуме, среди участников которых крупнейшие нефтегазовые организации России: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Нефтяная компания «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и др. По мнению лидеров НГС системы электроснабжения НГС часто сталкиваются с провалами напряжения, резкочеременными набросами и спадами активной мощности, значительным уровнем нелинейных искажений в сети, а также значительным потреблением реактивной мощности. Подобные электротехнические проблемы приводят к простоям оборудования и потере производственных мощностей. Стоит отметить, что недостаточная эффективность использования электроэнергии в процессе добычи и переработки нефти и газа также приводит к неоптимальной работе бурового и вспомогательного оборудования, к примеру, систем управления.

Сегодня, для решения этих сложных технических вопросов важно внедрять экономически и технологически обоснованные комплексные энергетические решения, среди которых наиболее перспективными являются системы накопления электроэнергии (СНЭ), дополненные быстродействующими статическими компенсаторами реактивной мощности с функцией активного фильтра – СТАТКОМ. СНЭ, основанные на литиевых батарейных модулях или суперконденсаторах, позволяют не только сглаживать пики потребления электроэнергии, но и полноценно замещать топливную генерацию, оптимально загружать вращающиеся генераторные установки по удельному расходу натурального топлива, а также стабилизировать частоту в сети. В свою очередь СТАТКОМ способны мгновенно (до 2 мс) реагировать на изменения реактивной мощности на нагрузке и компенсировать реактивную мощность как индуктивного, так и емкостного характера, что помогает увеличить пропускную способность сети, а также уменьшать коэффициент нелинейных искажений.



**Рис. 1. Испытание параллельного режима работы ДЭС и СНЭ**

На рисунке 1 показано испытание параллельного режима работы дизельной электрической станции (ДЭС) совместно со СНЭ в составе солнечно-дизельной электрической станции в Забайкальском крае. Во многих

исследовательских работах было показано, что СНЭ играет ключевую роль в режимно-балансном управлении автономных систем электроснабжения в том числе с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) [1, 2]. Однако, на практике, путём интеграции СНЭ был натурно испытан параллельный режим работы ДЭС и СНЭ, при котором удалось достичь плавную передачу 65 %-го наброса мощности на ДЭС, тем самым значительно ограничивая скорость набросов и спадов активной мощности нагрузки. Функциональные и режимные возможности СНЭ реализуются главным образом благодаря программно-аппаратному уровню двунаправленных силовых преобразователей тока. Силовые преобразователи оснащаются интеллектуальными управляющими алгоритмами, которые оптимизируют передачу мощности и обеспечивают плавное регулирование параметров. Эти алгоритмы учитывают текущую нагрузку, состояние источников и требования к энергосистеме. Локальная система управления СНЭ или иные автоматизированные системы мониторинга и управления непрерывно анализируют текущую нагрузку, состояние генераторов и уровень заряда СНЭ. На основе этих данных принимаются решения о распределении мощности между источниками и потребителями.

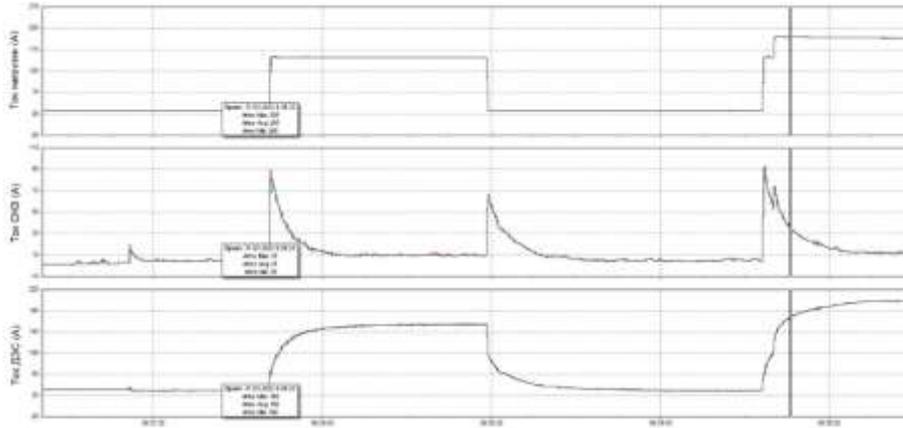


Рис. 2. Испытание функции компенсации реактивной мощности СТАТКОМ

На рисунке 2 демонстрируется функция компенсации реактивной мощности в энергосистеме за счёт применения СТАТКОМ. Так, если напряжение тонкоплёночных конденсаторов звена постоянного тока увеличивается по сравнению с его номинальным значением, СТАТКОМ генерирует ёмкостной ток (условно, генерирует реактивную мощность). Если напряжение тонкоплёночных конденсаторов постоянного тока падает ниже номинального значения, СТАТКОМ генерирует индуктивный ток (условно, потребляет реактивную мощность). СТАТКОМ, подключаемый к энергосистеме параллельно через токоограничивающий реактор, способен быстро компенсировать реактивную мощность в точке как можно ближе к её источнику. Основное преимущество СТАТКОМ в сравнении со СНЭ – меньшая удельная стоимость. В частности, СТАТКОМ не включает в свой состав литиевые батарейные модули, являющиеся самым дорогим элементом системы СНЭ, но компонентно СТАТКОМ также имеет в своём составе силовые преобразовательные модули с IGBT-элементами. Преобразовательная система реализована на базе модульного многоуровневого инвертора, что обеспечивает возможность подключения к сети до 35 кВ без силового трансформатора. Инверторы, имея необходимый набор конденсаторов в своём звене постоянного тока, генерируют реактивный ток как индуктивного, так и ёмкостного характера, а также обеспечивают необходимую амплитуду и фазу тока с целью компенсации гармоник. При этом устройство обеспечивает плавное и высокое быстродействие регулирования реактивной мощности. СТАТКОМ, функционально, аналогичен синхронным компенсаторам, за исключением того, что СТАТКОМ не имеет механической инерции и поэтому способен гораздо быстрее реагировать на изменение режимов системы по сравнению с синхронными компенсаторами (время реакции на изменение контролируемого параметра у синхронных машин до 10 мс) [4].

Исходя из вышесказанного, комплексные энергетические решения СНЭ и СТАТКОМ с функцией активного фильтра обладают рядом бесспорных технических преимуществ. При их использовании становится возможным планируемое развитие систем электроснабжения с генераторными установками мегаваттного класса. Применение подобных комбинаций в перспективе позволяет апробировать «гибкие» технические решения для современной и развивающейся энергетики в рамках развития общемировых трендов Microgrids и SmartGrids: автоматизированные системы управления с распределёнными измерителями и динамическим регулированием баланса мощностей, оптимизация режимов топливных генераторных установок, оптимизация капитальных и операционных издержек собственников генерации, интеграция ВИЭ, развитие сетей постоянного тока, а также объединение несинхронизированных энергосистем.

#### Литература

1. Chakraborty A. et al. Integrating STATCOM and battery energy storage system for power system transient stability: a review and application // *Advances in Power Electronics*. – 2012. – Т. 2012. – № 1. – С. 676010.
2. Зырянов В. М. и др. Анализ отклонений частоты, несинусоидальности и несимметрии напряжения в автономной энергосистеме нефтедобывающего предприятия // *Электроэнергия. Передача и распределение*. – 2023. – № 4 (79). – С. 44.
3. Интерфакс: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.interfax.ru/business/919792>. (Дата обращения: 28.03.2024).

4. Пашкин И. А. и др. Компенсация реактивной мощности в энергосистеме путём применения статического синхронного компенсатора реактивной мощности СТАТКОМ // Современная школа России. Вопросы модернизации. – 2022. – № 3-1. – С. 31.

### УЛУЧШЕНИЕ ПРОЦЕССОВ СЖИГАНИЯ БЕДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОВОГО ГАЗОГИДРАТА

Нагибин П.С.

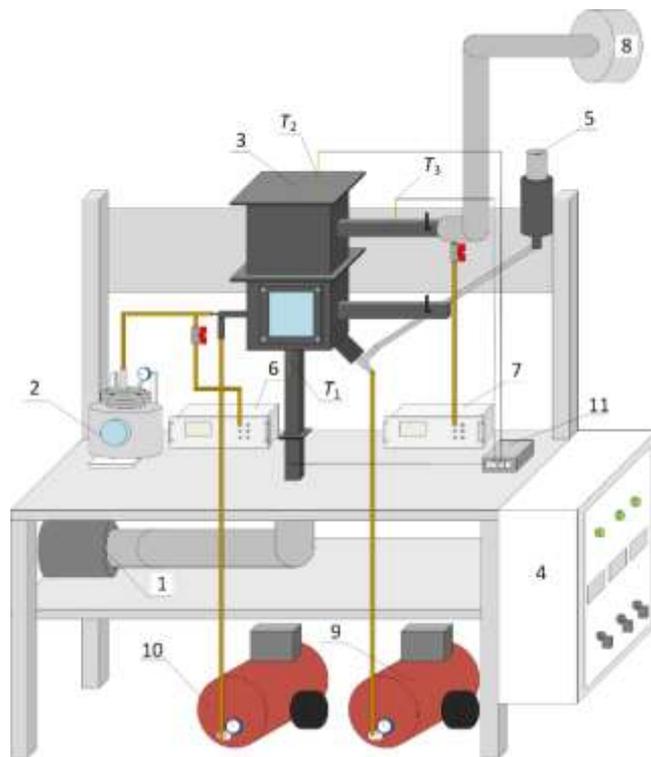
Научный руководитель доцент Н.Е. Шлегель

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

**Введение.** Газовый гидрат представляет собой твердое кристаллическое вещество, в котором молекулы газа захвачены молекулами воды в ледоподобном каркасе с водородными связями [1]. Хранение и транспортировка природного газа в виде гидрата обладает высокой плотностью и при этом безопасными, надежными, экологичными и экономичными преимуществами [2]. Предполагается, что гидрат природного газа потенциально может стать экологически чистой энергетической альтернативой ископаемому топливу из-за его высокой плотности энергии [3]. Однако сжигание гидрата в чистом виде является не эффективным, за счет множественных фазовых изменений. Предложена метод совместного сжигания газового гидрата совместно с низкосортными отходами угольной промышленности. Такой метод позволит снизить время задержки зажигания, за счет чего обеспечится большая полнота выгорания такого топлива. Учитывая высокий энергетический и экономический потенциалы данного метода, следует провести комплексное исследование характеристик совместного сжигания газового гидрата с отходами угольной промышленности.

Настоящая работа направлена на экспериментальное исследование характеристик совместного сжигания гидрата и отходов угольной промышленности, а также на сравнение гидратного газа с чистым метаном.

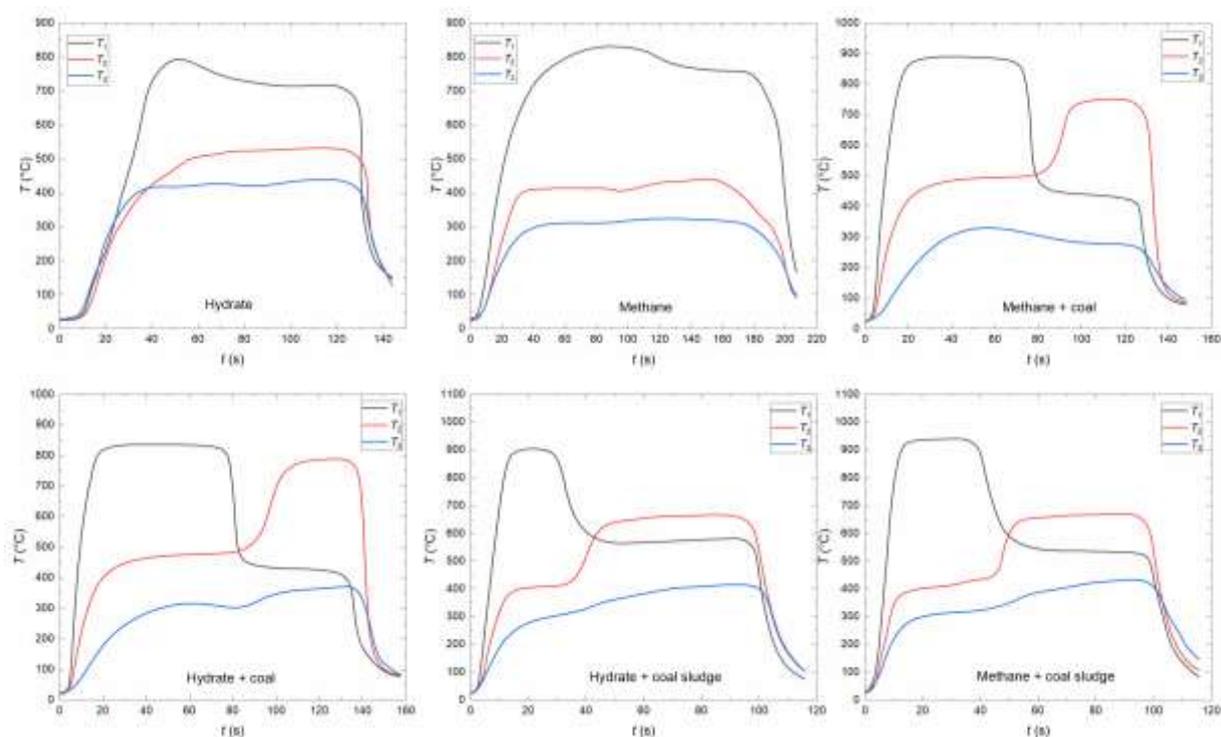
**Экспериментальное исследование.** Схема экспериментального стенда, используемого для определения характеристик совместного сжигания гидрата и отходов угольной промышленности, представлена на рисунке 1. В качестве отходов угольной промышленности использовался шлам коксующегося каменного угля. Помимо угольного шлама использовался коксующийся каменный уголь.



**Рис. 1.** Экспериментальный стенд: 1 – дутьевой вентилятор; 2 – блок диссоциации; 3 – камера сгорания; 4 – щит управления; 5 – емкость пылевидного топлива с вибромотором; 6 и 7 – газоанализаторы; 8 – дымосос; 9 и 10 – компрессоры; 11 – измерительный преобразователь; T1, T2 и T3 – места установки термопар

На рисунке 2 представлены значения температур в камере сгорания при совместном сжигании метана и гидратного газа с угольным шламом и углем. Анализ экспериментальных данных позволил установить, что температура факела гидратного газа ниже, чем у метана практически 5-10 %. Такой эффект обусловлен наличием водяного пара в топливовоздушной смеси, на нагрев которого уходит часть тепловой энергии. Кратковременное повышение температуры до 800 °С обусловлено концентрированием факела на рабочем спале термопары.

При дальнейшем увеличении расхода газа точка с максимальной температурой смещалась ближе к стенке камеры сгорания. Такой эффект обусловлен смещением факела горения от горелочного устройства практически на 30-50 мм. Рост температур  $T_2$  и  $T_3$  обусловлен тем, что в начальный момент времени камера сгорания имела температуру около 22 °С и дымовые газы затрачивали теплоту на ее прогрев. Исследование характеристик сжигания угля совместно с метаном и гидратным газом показало, что использование гидратного газа в качестве факела подсветки эффективнее метана. Это объясняется тем, что частицы угольной пыли в факеле гидратного газа зажигаются быстрее за счет большей скорости газовой смеси. Большая скорость газовой смеси достигается за счет повышения давления водяного пара. Резкое повышение температур в верхней части камеры сгорания на графике обусловлено увеличением длины факела и смещением его в сторону верхней части камеры сгорания. Анализ экспериментальных данных по исследованию характеристик сжигания угольного шлама совместно с метаном и гидратным газом показал, что использование гидратного газа в качестве факела подсветки так же эффективнее метана. Однако использование угольного шлама дает меньший прирост температур за счет его меньшей теплотворной способности.



**Рис. 2.** Значение температур в камере сгорания при совместном сжигании метана и гидратного газа с угольным шламом и углем:  $T_1$  – температура факела горения;  $T_2$  – температура в верхней части камеры сгорания;  $T_3$  – температура отходящих дымовых газов.

**Заключение.** Результаты экспериментальных исследований позволили установить параметры расхода газа и инжекционного воздуха для устойчивого и стабильного горения гидратного газа совместно с угольной пылью или угольным шламом. Оптимальный расход гидратного газа составил около 0.7 м<sup>3</sup>/h, пылевидного топлива около 2.4 kg/h. При этом расход инжекционного воздуха составлял около 240 м<sup>3</sup>/h. Поддержание таких расходов позволяло добиться стабильного горения гидратного газа при его моносжигании, а также при совместном сжигании с твердыми топливами. Установлено, что при добавлении угольного шлама и угля увеличивается протяженность пламенной зоны горения на 31.6 и 52.6 %, соответственно. Такой эффект позволяет добиться улучшения теплопереноса между зоной горения и поверхностями нагрева, что и видно из результатов экспериментов.

Работа выполнена при финансовой поддержке НИ ТПУ, проект Приоритет-2030-ЭБ-017-202-2024.

#### Литература

1. Zhao Y. et al. Permeability properties of natural gas hydrate-bearing sediments considering dynamic stress coupling: A comprehensive experimental investigation // *Energy*. – 2023. – Т. 283. – С. 129214.
2. Zhang Y., Taboada-Serrano P. Interfacial effects on the nucleation probability of gas hydrates in porous media // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. – 2024. – Т. 129. – С. 568-578.
3. Cui G. et al. Effect of the water on the flame characteristics of methane hydrate combustion // *Applied Energy*. – 2020. – Т. 259. – С. 114205.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЛАМИНИРОВАННЫХ КОМПОЗИТОВ

Надымова Н.П., Паушкина К.К.

Научный руководитель профессор Глушков Д.О.

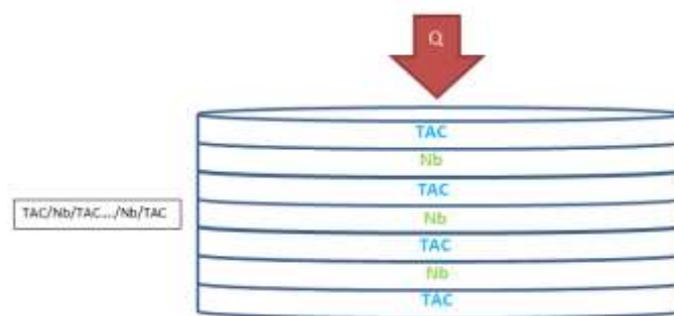
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

С увеличением масштабов космической деятельности и потребности в более высоком уровне энергообеспечения возникают новые сложные задачи для аэрокосмической и энергетической отраслей. В связи с этим возрастает потребность в материалах, которые могут выдерживать экстремальные условия работы в космическом пространстве и обеспечивать эффективную работу энергоустановок. Одним из ключевых требований к новым материалам является их высокая прочность и устойчивость к термическим и механическим нагрузкам. Разработка материалов, способных выдерживать экстремальные температуры и давления, является приоритетной задачей для инженеров и ученых. Эти материалы должны обладать также высокой коррозионной стойкостью и устойчивостью к радиационному воздействию.

Таковыми свойствами обладают ламинарные композиты. Это отдельные слои, которые состоят из высокопрочных, высокопрочных волокон в полимерном, металлическом или керамическом матричном материале. Несмотря на их высокие прочностные свойства, применение таких композитов в промышленности ограничено из-за их хрупкости при низких температурах. Существуют разные способы улучшения механических свойств, например, создание металл/керамических слоистых композитов. Такие композиты являются перспективными материалами современной техники и для их широкого применения необходимо точно знать, как они ведут себя в тех или иных условиях теплообмена.

Таким образом, целью данной работы является создание физико-математической модели и программная реализация численных алгоритмов, обеспечивающих расчет свойств различных ламинированных композитов при варьировании параметров окружающей среды в широких диапазонах.

Физическая модель ламинарного композита представлена на рисунке 1.



**Рис. 1. Физическая модель ламинарного композита**

Задача по определению температурного поля в многослойном двумерном объекте решена методом конечных разностей (МКР) на равномерной сетке при помощи неявной четырехточечной разностной схемы.

Нестационарный перенос теплоты теплопроводностью описывается уравнением Фурье-Кирхгофа, устанавливающим связь между временным и пространственным изменением температуры в любой точке тела:

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + Q_w(x, y, z, t, T),$$

где  $\rho$  – плотность,  $c$  – удельная теплоемкость,  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности,  $Q_w(x, y, z, t, T)$  – мощность внутренних источников тепловыделения,  $T$  – температура.

Математическая постановка задачи будет иметь вид:

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2}, 0 < x < L$$

Начальные и граничные условия запишутся следующим образом:

$$\begin{cases} t = 0: T = T_0, 0 \leq x \leq L \\ x = 0: -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} = k(T_l - T) \text{ или } -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} = q, \text{ или } -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} = T, t > 0 \\ x = L: \frac{\partial T}{\partial x} = 0, t > 0 \end{cases}$$

где  $k$  – коэффициент теплоотдачи,  $T_l$  – температура на левой границе,  $t$  – время,  $q$  – тепловой поток.

Физическая модель процесса представляет собой ламинированный композит, включающий слой керамики ( $TAC=Ti_3Al(Si)C_2$ ) и ниобия (Nb). Теплофизические характеристики материалов приведены в таблице 1. Слои чередуются в одинаковой последовательности, внешние слои изготовлены из керамики TAC. В задаче варьировались количество слоев, соотношения толщин материалов и условия теплообмена с окружающей средой.

Таблица

Теплофизические свойства материалов

№	Материал	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Теплоемкость ( $T$ в К), Дж/(кг·К)	Теплопроводность ( $T$ в К), Вт/(м·К)
1	TAC	4400	$-392,9 \cdot \exp(-(T-273)/308,2)+913,3$	$-4,74 \cdot \exp(-(T-273)/562,7)+19,16$
2	Nb	6471,2	$256,5 \cdot \exp(0,0002 \cdot T)$	$-3 \cdot 10^{-6} \cdot T^2+0,018 \cdot T+47,85$

Зависимости времен выхода на стационар температуры внутри пластины композитного материала от соотношения толщин и количества слоев материалов представлены на рисунках 2 и 3.

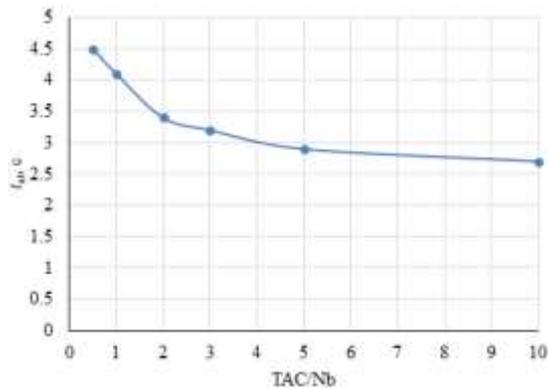


Рис. 2. Зависимость времен выхода на стационар температуры внутри пластины композитного материала (31 слой) от соотношения толщин материалов

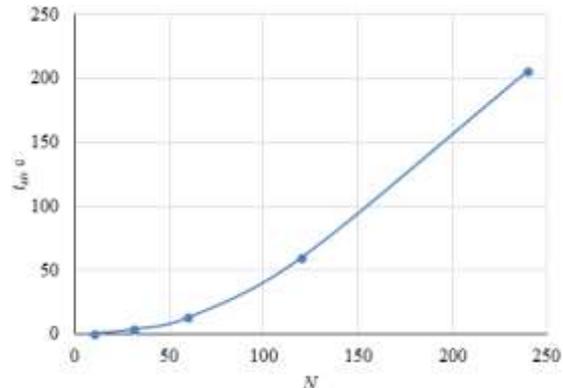


Рис. 3. Зависимость времен выхода на стационар температуры внутри пластины композитного материала от количества слоев материалов

По результатам расчетов выявлена следующая закономерность: чем выше соотношение толщин  $TAC/Nb$ , тем меньше время требуется для достижения стационарного температурного поля. Также было установлено, что увеличение количества слоев материалов приводит к увеличению времени установления стационарной температуры. Таким образом, можно сделать вывод, что скорость достижения стационарного состояния зависит не только от соотношения толщин, но и от общего количества слоев. При увеличении количества слоев теплота переносится через большее количество границ раздела материалов. На каждой границе происходят процессы теплообмена, которые задерживают распространение теплоты. Это приводит к увеличению необходимого времени для установления стационарного температурного распределения. Кроме того, важно учитывать теплофизические свойства материалов. Материалы с высокой теплопроводностью способствуют более быстрой передаче тепла и сокращают время выхода на стационар. Материалы с низкой теплопроводностью, напротив, создают большее термическое сопротивление и замедляют процесс установления стационарного состояния. Стоит также отметить, что условия теплообмена на границе системы с окружающей средой влияют на скорость установления стационарной температуры. Если система хорошо теплоизолирована, теплообмен с внешней средой минимален, и время достижения стационарного состояния будет меньше. В случае, когда система имеет значительный теплообмен с окружающей средой, установление стационарного состояния замедляется. В целом, процесс установления стационарной температуры в системе зависит от комплекса факторов, включая соотношение толщин материалов, количество слоев, теплофизические свойства материалов и условия теплообмена на границе с окружающей средой.

Таким образом, в данной работе разработана программная реализация математической модели процесса теплообмена ламинарного композита с окружающей средой при варьировании теплофизических свойств отдельных материалов, с помощью которой возможно прогнозировать время выхода температуры внутри композита на стационар при различных механизмах теплообмена.

#### Литература

1. Bai Y., Sun M., Cheng L., Fan S. Developing high toughness laminated  $HfB_2-SiC$  ceramics with ductile Nb interlayer // Cer. Int. – 2019. – Vol. 45, No. 16. – P. 20977-20982.

**ПОВЫШЕНИЕ ИНЕРЦИОННЫХ СВОЙСТВ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ,  
СОДЕРЖАЩИХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ПРИ ПОМОЩИ АЛГОРИТМА  
ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА**

**Перцевой М.О., Ачитаев А.А.**

*Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета,  
г. Саяногорск, р-п. Черёмушки, Россия*

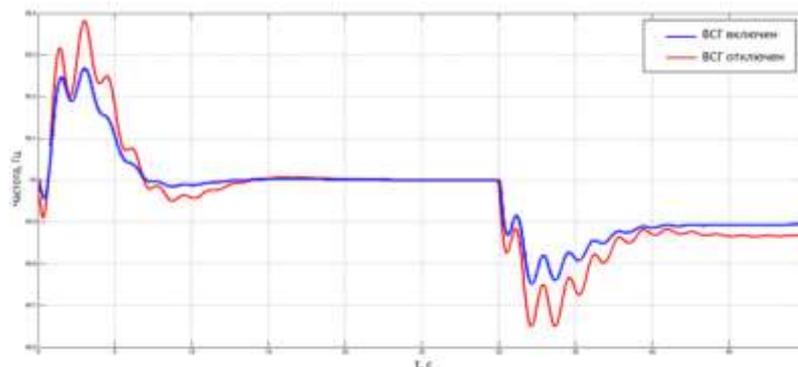
Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) требуют бесперебойного поступления электроэнергии от производителя к потребителю, а именно соблюдения баланса между выработкой и потреблением электроэнергии. Наиболее перспективной технологией на данный момент является создание автоматизированных гибридных энергокомплексов (АГЭК) на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), поскольку согласно 21-ой сессии конференции сторон рамочной конвенции ООН об изменении климата (COP21) страны, принимавшие участие в данной сессии, обязаны сокращать выбросы углекислого газа. Стоит отметить, что применение нетрадиционных ВИЭ позволяет сократить вредные выбросы в атмосферу. По состоянию на 2023 год доля электроэнергии нетрадиционных ВИЭ в России составляет 0,8 % от общей выработки электроэнергии, но согласно распоряжению правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года № 1523-р доля нетрадиционных ВИЭ к 2025 году должна составить 3-5 %. АГЭК основаны на базе солнечных панелей, дизельных генераторов, ветрогенераторов, мини-ГЭС и инвертора для преобразования постоянного тока в переменный. Кроме того, такая изолированная энергосистема, как энергосистема Якутии, обладает высоким показателем солнечной инсоляции. Однако применению солнечных панелей в АГЭК препятствуют следующие недостатки: нестабильность выработки электроэнергии и безынерционность системы. В отличие от синхронных генераторов (СГ), ВИЭ не обладают вращающейся массой, что приводит к возмущениям частоты в ЭЭС, а следовательно, к нарушению режима работы электростанций, снижению КПД агрегатов, снижению производительности на предприятиях и увеличению потерь в сети. Именно поэтому важное значение имеет частотное регулирование изолированных ЭЭС. Кроме того, ещё одной проблемой стал режим работы инвертора, ведомый сетью, который работает только на сеть и не может формировать режим её работы. Решением данной проблемы является внедрение в АГЭК комплекса систем накопления электрической энергии (СНЭЭ) и применение метода виртуального синхронного генератора (ВСГ), благодаря которому безынерционным машинам придают свойства СГ при помощи алгоритмов управления инверторов, работающих в режиме «ведущий» посредством имитации инерционных свойств СГ. В статье подробно описаны проблема изменения частоты изолированных ЭЭС, в состав которых входят нетрадиционные возобновляемые источники энергии, математическая модель ВСГ, а также тесты, показывающие разницу между изменениями частоты ЭЭС без учёта ВСГ и с учётом его интеграции. Целью статьи является описание проблемы низкоинерционных машин для изолированных ЭЭС, математической модели ВСГ, разницы изменений контролируемых параметров ЭЭС между АГЭК, содержащих ВСГ, и не имеющий алгоритм управления инвертором АГЭК и обоснование выбора СНЭЭ.

**Анализ проблематики**

Поскольку альтернативные источники энергии в составе с инвертором, работающим в режиме «ведомый» не обладают инерционными свойствами, то при изменении солнечной инсоляции, скорости ветра и т.д. фазовая автоподстройка частоты (ФАПЧ) теряет связь с ЭЭС, происходит мгновенное изменение баланса мощности системы, что приводит к падению активной мощности и, как следствие, уменьшению частоты ЭЭС. Данное явление вызывает «лавину» частоты, при которой происходит выход ЭЭС из строя с последующим отключением потребителей. Кроме того, при изменении выработки безынерционных машин в ЭЭС протекают низкочастотные и субсинхронные колебания, соответствующие высшим гармоникам. Низкочастотные колебания – периодическое изменения режимных параметров с частотой до 3 Гц. Высшие гармоники – токи или напряжения, которые больше частоты ЭЭС и кратны данным частотам. Данные явления приводят к асинхронному режиму работы СГ, повреждению трансформаторов, пробое изоляторов сетей, перегрузке линий электропередач (ЛЭП), срабатыванию средств релейной защиты и автоматики, а также большим электрическим потерям генератора.

**Анализ эффективности ВСГ и тесты, проводимые при помощи математической модели ВСГ**

На рисунке 1 показана разница изменения частоты изолированной ЭЭС без включения алгоритма ВСГ и при его включении.



**Рис. 1. Изменение частоты при включении и отключении ВСГ**

### Технико-экономическое обоснование выбора СНЭЭ

Средства накопления электроэнергии являются важной частью ВСГ, поскольку именно они позволяют сглаживать провалы активной мощности и, как следствие, частоты. Наиболее перспективной технологией на данный момент являются гравитационные накопители электроэнергии, выступающие в качестве СНЭЭ. В отличие от литиевых накопителей гравитационные обладают ресурсом работы, большим в 10-20 раз, потери электроэнергии при хранении равны 0, а также КПД, равным 75 %. Кроме того, с теоретической точки зрения нельзя не рассматривать водородные накопители электроэнергии. Согласно распоряжению правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 года N 2162-р была принята концепция развития водородной энергетики. Также существуют проточные накопители, которые основаны на ионном обмене двух электролитов. В отличие от литиевых батарей данный вид накопителей может работать 20 лет. Проточные накопители электроэнергии обладают лучшими компоновочными свойствами при сравнении с остальными СНЭЭ, быстрым временем отклика при разрядке, отсутствием выбросов в атмосферу и возможность стабильной работы в арктической среде. Из недостатков можно отнести низкую скорость зарядки и дороговизну технологии из-за ванадия, входящего в состав электролита. Наиболее подходящим СНЭЭ для АГЭК является проточный накопитель по причине высоких компоновочных свойств, высокой мобильности, быстрого времени отклика и отсутствию взрывоопасности.

### Выводы

В статье рассматриваются результаты исследований внедрения алгоритма ВСГ на основе АГЭК. Результаты исследований и проведенных тестов утверждают об ВСГ и внедрения в данную систему проточных накопителей электроэнергии.

### Литература

1. Dhingra K., Singh M. Frequency support in a micro-grid using virtual synchronous generator based charging station // IET Renewable Power Generation. – 2018. – Т. 12. – № 9. – С. 1034-1044.
2. Guo X. et al. Dynamic inertia evaluation for type-3 wind turbines based on inertia function // IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems. – 2021. – Т. 11. – № 1. – С. 28-38.
3. Li P. et al. A frequency control strategy of electric vehicles in microgrid using virtual synchronous generator control // Energy. – 2019. – Т. 189. – С. 116389.
4. Liu B. et al. Nonlinear virtual inertia control of WTs for enhancing primary frequency response and suppressing drivetrain torsional oscillations // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – Т. 36. – № 5. – С. 4102-4113.
5. Ma S. et al. Clustering-based coordinated control of large-scale wind farm for power system frequency support // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Т. 9. – № 4. – С. 1555-1564.
6. Palacio R. C. A., Mezaroba M., Pinheiro J. R. VSG based control application for inverter-interfaced distributed generators in microgrids // 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP). – IEEE, 2017. – С. 1-6.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОКОВОЙ СТУПЕНЧАТОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «РЕПЕАТ»

Петрова А.Е.<sup>1,2</sup>, Малюта Б.Д.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель В.Е. Рудник<sup>1,2</sup>

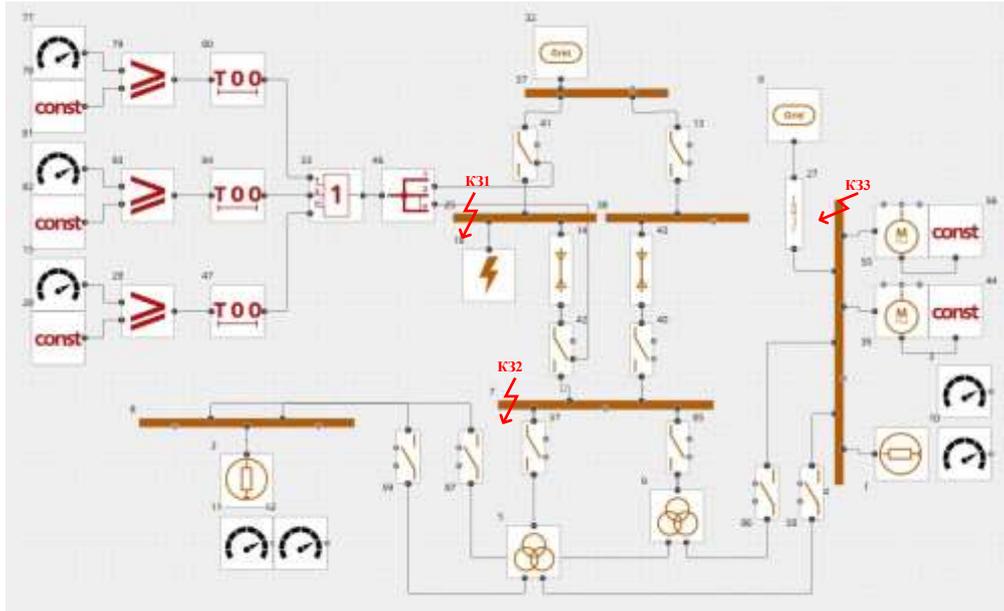
<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>ООО «ДЖЭТ ЛАБ», г. Москва, Россия

В России нефтегазовая промышленность является одной из основных отраслей развития экономики. Так, по итогам трех кварталов 2023 года доля нефтегазовых доходов составила 28,3 % от общих поступлений в бюджет страны, в 2024 году эта цифра прогнозируется на уровне 33 % [1]. По запасам нефти наша страна находится на 6 месте в мире, обладая также третьей частью всех мировых запасов природного газа [4]. Как для любых предприятий промышленности, при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений необходимо обеспечить надежное электроснабжение оборудования как на вновь осваиваемых, так и давно используемых месторождениях. Для решения этого вопроса необходимо помимо выбора резервных источников питания осуществить также корректный выбор и настройку устройств релейной защиты и автоматики для минимизации недостаточного или излишнего срабатывания защит. С учетом количества разрабатываемых и вновь открытых (за 2023 было открыто 43 новых углеводородных месторождения [1]) месторождений, для проектирования релейной защиты и ее настройки целесообразно использовать специализированные программные комплексы, позволяющие создавать математические модели элементов энергосистемы. В данной статье рассматриваются возможности программного комплекса РЕПЕАТ в части моделирования токовой ступенчатой защиты линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 110 кВ.

РЕПЕАТ (REal-time Platform for Engineering Automated Technologies) – это модельно-ориентированная среда проектирования и математического моделирования. Данный программный комплекс предоставляется в виде облачного средства с полнофункциональным доступом через Веб-браузер [5]. РЕПЕАТ позволяет пользователю в рамках разработки симуляционной модели электроэнергетической системы провести анализ установившихся режимов, статической и динамической устойчивости энергосистемы, рассчитать токи коротких замыканий, смоделировать устройства релейной защиты и автоматики [5].

Для моделирования действия токовой ступенчатой защиты в РЕПЕАТ была реализована модель энергосистемы, которая представлена на рисунке 1.



**Рис. 1. Модель энергосистемы для исследования токовой ступенчатой защиты**

Представленная модель содержит: два трансформатора типа ТДТН-63000/110-115/38,5/6,6; двухцепную линию электропередачи напряжением 110 кВ длиной 120 км, выполненную проводами АС 120/19; нагрузки на напряжении 35 кВ  $S_{нр\ 35} = (42,66 + j32)$  МВА и 6,3 кВ  $S_{нр\ 6,3} = (68,04 + j58,19)$  МВА; асинхронные двигатели типа А4-400У-6; шины бесконечной мощности.

В рамках приведенной энергосистемы была смоделирована токовая ступенчатая защита одной цепи ЛЭП 110 кВ (I ступень – токовая отсечка без выдержки времени, II ступень – токовая отсечка с выдержкой времени, III ступень – максимальная токовая защита). Для моделирования защиты были использованы блоки из раздела библиотеки «Автоматика»: константа, элемент сравнения, задержка по включению, логическое ИЛИ и разветвитель сигнала. Логика работы схемы, следующая: в каждой ступени защиты присутствует уставка по току срабатывания (константа) и величина тока, протекающего через силовой выключатель 41 (датчик). При превышении заданной уставки сигнал после блока сравнения «Больше или равно» через заданную выдержку времени поступает на блок ИЛИ и затем на разветвитель сигнала – для отключения выключателей по концам линии.

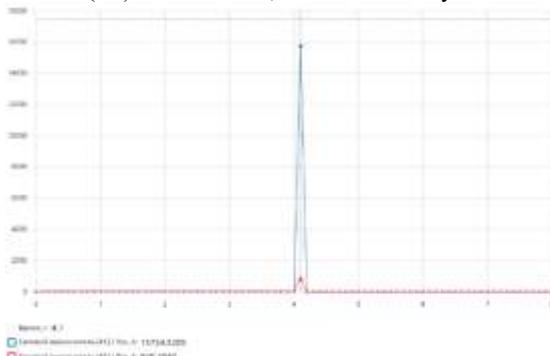
Параметры срабатывания токовой ступенчатой защиты были рассчитаны согласно [2, 3]. Результаты расчетов приведены в таблице.

**Таблица 1**

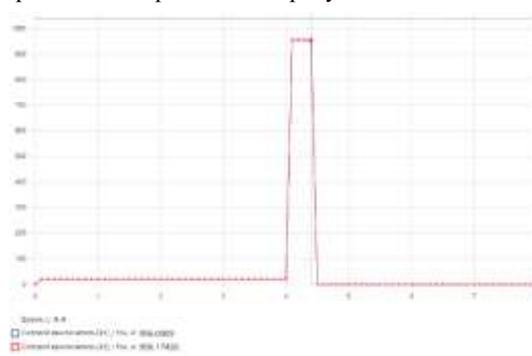
**Результаты расчета параметров срабатывания токовой ступенчатой защиты ЛЭП 110 кВ**

№ ступени	Уставка по току срабатывания, А	Выдержка времени, с
I	1243	0,1
II	834	0,4
III	88	0,8

Для проверки правильности выполнения логики защиты и рассчитанных уставок были произведены короткие замыкания (КЗ) в точках К31, К32 и К33. Полученные осциллограммы тока приведены на рисунках 2 – 4.



**Рис. 2. Осциллограммы тока при КЗ в точке К31**



**Рис. 3. Осциллограммы тока при КЗ в точке К32**

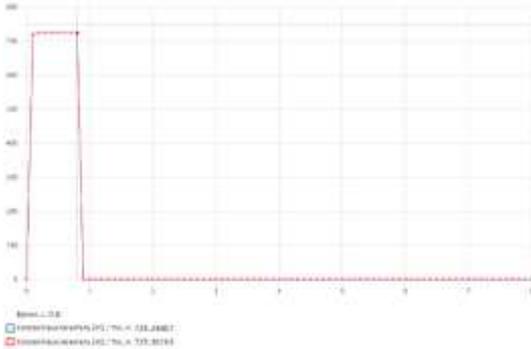


Рис. 4. Осциллограммы тока при КЗ в точке КЗ3

Исходя из рисунка 2 делаем вывод о срабатывании I степени защиты с выдержкой времени 0,1 с при КЗ в начале линии. При повреждении в конце линии срабатывает II ступень с выдержкой времени 0,4 с, что видно из рисунка 3. При КЗ на низкой стороне трансформатора с выдержкой времени 0,8 с срабатывает III ступень защиты. Таким образом, реализованные ступени защиты корректно обрабатывают при КЗ в соответствующих местах схемы. Следовательно, параметры защиты рассчитаны верно, логика защиты передана корректно.

Резюмируя, в данной работе было показано, что программный комплекс REPEAT позволяет осуществить моделирование не только самой энергосистемы, но и устройств релейной защиты, поскольку результаты моделирования показали корректную работу логики токовой ступенчатой защиты. Важно также отметить, что REPEAT является отечественной разработкой. Главной особенностью данного комплекса является облачная инфраструктура, которая дает гибкий доступ через Web-браузер или приложение с любого устройства. Относительно дальнейшего исследования рассмотренной модели, в будущем возможно добавление к данной защите автоматики повторного включения линии, а также моделирование защит с более сложной логикой.

#### Литература

1. Алифирова Е.В. Итоги 2023 г. от А. Новака [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический портал Neftegaz.RU, 25.01.2024. Режим доступа: <https://ngv.ru/articles/itogi-2023-goda-neftegazovye-dokhody-tormozyat-eksport-derzhitsya-na-plavu/?ysclid=ltmum3bjjm532103532>, свободный. – (11.03.2024)
2. Басс Э.И. Релейная защита электроэнергетических систем / Э.И. Басс, В.Г. Дорогунцев. - Москва.: МЭИ, 2002.- 296 с.
3. Копьев, В.Н. Релейная защита: учебное пособие / В.Н. Копьев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 160 с.
4. Нефтегазовая промышленность России [Электронный ресурс] // Нефтегаз-2024. 23-я международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». Режим доступа: <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/neftegazovaya-promyshlennost-rossii/?ysclid=ltmuja5urs570625649>, свободный. – (11.03.2024)
5. Программное обеспечение REPEAT [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://repeatlab.ru/>, свободный – (07.03.2024)

## ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ

Платонов В.Д.

Научный руководитель доцент И.А. Разживин

*Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия*

Нефтегазовая промышленность является одним из ключевых секторов экономики и играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны. В тоже время, традиционные источники энергии, такие как нефть и газ, имеют свои ограничения и ряд проблем, такие как истощение ресурсов и негативное воздействие на окружающую среду.

Поэтому применение возобновляемых источников энергии в нефтегазовой отрасли привлекает все большее внимание, поскольку данный вид энергии – это экологически чистый и неисчерпаемый вариант источника энергии, который может быть использован для питания не только мало энергоёмких потребителей, но целых объектов нефтегазовой отрасли.

В данной статье рассматриваются возможности и сопутствующие с этим ограничения по применению возобновляемых источников энергии в нефтегазовой отрасли. Разобраны основные виды источников зеленой энергии, их сильные и слабые стороны. Также рассмотрены варианты их эффективного использования в нефтегазовой отрасли. Как автоматизация процессов взаимосвязана с использованием возобновляемых источников энергии, а также способы повышения эффективности и безопасности операций.

Вариативность в применении экологически чистых источников энергии в нефтегазовой промышленности включают использование ветроэнергетических установок, солнечных панелей, биогазовых установок, гидроэнергетических установок, геотермальной энергии, энергии волн и приливов, биотоплива и множество других видов «зеленой» энергии. Наиболее распространенными являются оборудование, генерирующее электроэнергию от течения рек, скорости ветра и солнечного излучения.

Солнечная энергия – это солнечное излучение, с помощью которого можно производить необходимое тепло, вызывать различные химические реакции и генерировать самое главное - электричество. Солнечная энергия является неиссякаемым ресурсом. Оборудование, генерирующее энергию от солнца, включают в себя такие элементы как фотоэлектрические элементы и панели, которые в свою очередь являются главным элементом современных

## СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

---

солнечных электростанций. Существует множество различных способов улавливать солнечный свет и преобразовывать его в полезную энергию [9].

Сильные стороны использования солнечной энергии идут на равне со слабыми.

Основное преимущество применения солнечной энергетики заключается в том, что солнечное излучение является возобновляемым ресурсом. К примеру, исследования доказали, что за час атмосфера нашей планеты получает такое количество солнечного света, которое способно обеспечивать годовое потребление электроэнергии всех жителей планеты [9].

Солнечная энергия экологически безопасна. После установки солнечных панелей для выработки электроэнергии не требуется обеспечивать ее топливом. А также данное оборудование не производит токсичных выбросов, что снижает воздействие на экологию [9].

Использование солнечной энергии целесообразно в тех районах, где длительность солнечного сияния максимально. Жилые помещения и различные промышленные постройки, расположенные в районах с длинным световым днем и низким показателем облачности, располагают возможностью использовать солнечную энергию эффективно [9].

Солнечная энергия отлично дополняет остальные «зеленые» источники возобновляемой энергии, к примеру из основных - ветроэнергетические установки и различные виды генерирующего оборудования с использованием гидроэлектроэнергии.

Наиболее сильным препятствием для повсеместного использования солнечных электростанций является потребность в передовом оборудовании, которое модернизируется ежедневно. Отсюда и высокая стоимость данных элементов. В тоже время, даже после покупки затраты не прекращаются, так, например установка «солнечного» оборудования требует дополнительных вложений, которые могут обойтись в миллионы рублей.

Технологии на базе солнечной энергии зависят от не зависящих от человека факторов, например климат и облачность местности, в которой располагается солнечная электростанция. Для того чтобы определить целесообразность солнечной электростанции в определенном районе, необходимо провести исследования и дать оценку местности [9].

Чтобы эффективно использовать энергию от солнца, его сияние должно быть постоянным. В тоже время множество мест на планете пребывают в дефиците без солнечного света, который крайне изменчив. Это в свою очередь осложняет использование данного вида энергии в качестве самостоятельного источника электроэнергии. Из чего следует, что солнечная энергия в виде единственного источника энергии крупного потребителя, такого как нефтегазовый комплекс не обеспечит, что приводит к следующему выводу – необходимо объединение с другими видами возобновляемой энергетики.

Ветроэнергетика это отрасль энергетики, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в электрическую, механическую, тепловую или другие виды энергии, пригодные для использования в народном хозяйстве. Это преобразование осуществляется с помощью таких устройств, как ветряки, ветряные мельницы и паруса [3].

Ветрогенераторы бывают с горизонтальной и вертикальной осью вращения. Ветроустановки с горизонтальной осью вращения в основном состоят из трех лопастей, которые являются основным элементов в выработке энергии, ступицы, на которой крепятся лопасти, разнообразных механических приводов, регулирующих положение и угол наклона лопастей. Данная вариация представляет собой некоего рода модернизированную мельницу. Преимуществом ветрогенератора с горизонтальной осью является большой коэффициент полезного действия, простота конструкции и большой выбор разнообразных моделей с этой технологией. К недостаткам относят высокий уровень шума, который неблагоприятно влияет на человеческий организм, а также необходимость в стабилизаторах и трекерах, которые отслеживают поток ветра.

Ветрогенераторы с вертикальной осью имеют преимущество над ветроустановкой с горизонтальной осью по причине того, что в конструкции отсутствуют элементы для ориентации на ветер. Для создания крутящего момента, чтобы привести конструкцию в движение используют некоторую тягу и подъемную силу приводных лопастей. Этот тип ветрогенераторов имеет высокий начальный крутящий момент, но низкую скорость и мощность. Вертикально-осевые ветрогенераторы меньше зависят от направления ветра, имеют меньшую шумовую нагрузку, меньшую высоту, меньшую стоимость и меньшие требования к обслуживанию. Однако вертикально-осевые ветрогенераторы имеют более низкие показатели эффективности, мощности, надежности, гибкости и доступности.

Крупные ветряные электростанции подключают в общую энергосистему, а небольшие ветряные электростанции используются для обеспечения энергией изолированных потребителей. В отличие от традиционных источников энергии, энергию ветра принято считать практически бесконечной, так как она широко доступна и экологически безопасна. Но строительство ветряных электростанций не получило широкого распространения из-за технических и экономических проблем [3].

Стоит отметить, что запасы энергии ветра более чем в 100 раз превышают запасы энергии воды всех рек на Земле. Если бы использовалось 5 процентов всей энергии ветра на Земле, можно было бы удовлетворить текущие потребности мира в энергии. Это объясняется тем, что океаны занимают 71 % поверхности Земли, а в открытом море ветры дуют сильнее, потому что там меньше препятствий [3].

Экологические преимущества ветровой энергетики включают:

1. Снижение выбросов парниковых газов: Ветроэнергетика не производит выбросы углекислого газа, метана или других парниковых газов, которые способствуют изменению климата [5].

2. Снижение загрязнения воздуха: Ветроэнергетика не производит выбросы загрязняющих веществ, таких как оксиды азота, оксиды серы и твердые частицы, которые могут способствовать загрязнению воздуха и здоровью человека [5].

3. Снижение шума: Шум от ветряных турбин может быть проблемой в некоторых районах, но современные турбины, как правило, производят меньше шума, чем более старые модели [5].

4. Снижение воздействия на окружающую среду: Ветроэнергетика может иметь некоторые негативные воздействия на окружающую среду, такие как воздействие на птиц и шумовое загрязнение. Однако эти воздействия могут быть уменьшены с помощью надлежащего планирования и проектирования ветровых электростанций [5].

Ветроэнергетика имеет большой потенциал для удовлетворения растущего мирового спроса на электроэнергию и одновременного сокращения выбросов парниковых газов и загрязнения воздуха. Ветроэнергетика является одним из ключевых элементов стратегии по борьбе с изменением климата и обеспечению устойчивого развития [11].

У энергии ветра, как и у любого источника возобновляемой энергии присутствует существенное слабое место - нестабильность. От непостоянства энергии ветра, чтобы уменьшить данный недостаток, используют специально разработанные для ветроустановок маховики, а также для накопления энергии определенные аккумуляторные батареи, которые позволяют пользоваться электричеством в промежутки времени, когда ветер отсутствует [5].

Ветряные электростанции или же ветропарки, состоящие из множества ветроустановок, которые строятся для компенсации имеющегося у ветра дисбаланса. Поэтому ветряные турбины устанавливаются рядами на большом расстоянии друг от друга, что занимает огромную площадь. Подобные расстояния связаны также с тем, что диаметр колес ветроустановок может достигать десятков метров. Поэтому для эффективной работы ветряки располагают различным образом для того, чтобы они не загораживали друг друга [7].

Кроме того, у них есть множество других недостатков. Шум порождает сильные инфразвуковые волны, которые вызывают тревогу и депрессию у рабочего персонала. Инфразвук, который вырабатывается с работой оборудования негативно влияет не только на человека, но и животных, и птиц. Широкое использование ветряных турбин нарушает тепловой баланс на поверхности Земли. Это может изменить направление ветров в близлежащих промышленных районах, что приведет к увеличению загрязнения воздуха и их распространению. Ветропарки препятствуют свободному и безопасному полету фауны, а постоянное движение лопастей отражает радиоволны, что в свою очередь создает серьезные помехи для навигационного оборудования самолетов и телепередач. Ветряные турбины имеют высокие капитальные и эксплуатационные затраты [5].

Из основных возобновляемых источников энергии - воды, ветра и солнечной энергии - первый является наиболее надежным, эффективным, доступным и дешевым. Два других возобновляемых источника энергии (солнечная и воздушная) могут дополнить новые виды гидроэнергетики за счет комбинированных теплоэлектростанций [8].

Океаны, реки и другие водоемы покрывают большую часть Земли. Даже если взять только кинетическую энергию движущейся воды - течения, приливы, волны, природные и антропогенные потоки, - вода содержит огромное количество энергии. Люди давно используют энергию рек - от водяных колес до гигантских гидроэлектростанций XX века [8].

Гидроэлектростанции способны производить электроэнергию из очень малых потоков (потенциал низкий, от 20 литров в секунду), а также от большой мощности (до 100 кВт) из искусственно созданных потоков [8].

Электричество также вырабатывают комбинированные системы, установленные в тихих водоемах и искусственных водохранилищах. Эта технология также поставляется потребителям, практически полностью удаленным от централизованной электросети. В основе этой технологии рекуперации энергии лежит использование гидродинамики или гидропульсации [8].

Гидроэлектростанции используют поток воды для выработки электрической энергии. Они работают по принципу преобразования кинетической энергии воды в механическую энергию, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую.

Основными компонентами гидроэлектростанции являются плотина, водохранилище, турбина и генератор:

1. Плотина создает разницу в высоте между водохранилищем и рекой ниже плотины. Когда вода в водохранилище пропускается через шлюзовые затворы и трубы, она начинает двигаться со значительной скоростью и создает поток. Энергия этого потока используется для привода турбины [6].

2. Турбина расположена в центре гидроэлектростанции и состоит из лопастей, которые приводятся в движение потоком воды. Поток воды заставляет лопасти турбины вращаться, и механическая энергия передается на вал турбины [6].

3. Вал турбины соединен с генератором, который преобразует механическую энергию в электрическую. Генератор вырабатывает переменный ток, который преобразуется в постоянный и передается в электросеть для использования потребителями [6].

4. Вода, проходящая через турбину, покидает гидроэлектростанцию и возвращается в реку ниже плотины. Таким образом, гидроэлектростанции не выбрасывают вредных веществ в окружающую среду и являются более экологичными, чем многие другие способы производства энергии [6].

5. Гидроэлектростанции имеют множество преимуществ перед другими источниками энергии. К ним следует отнести такие качества как:

6. Чистая генерация: Гидроэлектростанции являются одними из самых чистых источников энергии, поскольку они не выбрасывают в атмосферу вредные выбросы, которые могут привести к загрязнению окружающей среды. Они также не требуют хранения или транспортировки опасных отходов [6].

7. Большая мощность: Гидроэлектростанции обладают большой мощностью, поскольку могут использовать большое количество воды для привода турбин. Это делает их идеальной базовой нагрузкой для энергосистем [6].

## СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

8. Надежность: Гидроэлектростанции являются одними из самых надежных источников энергии, поскольку они могут работать бесперебойно в течение длительных периодов времени. Кроме того, гидроэлектростанции могут работать автономно, независимо от меняющихся погодных условий [6].

9. Управляемость: Гидроэлектростанции обладают высокой степенью управляемости и могут регулировать свою выработку в зависимости от изменения спроса на электроэнергию [6].

10. Экономическая эффективность: Гидроэлектростанции имеют низкие эксплуатационные расходы и могут работать десятилетиями без значительных затрат на техническое обслуживание и модернизацию [6].

11. В свою очередь гидроэлектростанции имеют и недостатки:

12. Воздействие на природную среду и экосистемы: Строительство гидроэлектростанций может привести к значительным изменениям природных условий речных районов, так как создаются водохранилища и меняется характер течения воды. Это может привести к ухудшению экологической ситуации и нарушению биологического баланса региона [6].

13. Дорогостоящее строительство: Строительство гидроэлектростанций требует значительных инвестиций, особенно если станция крупная или имеет высокую мощность. Строительство также требует длительного времени и большого количества ресурсов [6].

14. Ограниченное количество строительных площадок: не все реки подходят для строительства гидроэлектростанций, поскольку для их работы требуется достаточное количество воды. Не все реки также подходят для строительства водохранилищ [6].

15. Дорогостоящий и трудоемкий ремонт: Эксплуатация гидроэлектростанций требует регулярного технического обслуживания, включая дорогостоящий и трудоемкий капитальный ремонт [6].

Помимо крупных гидроэлектростанций, которые считаются эталоном возобновляемой энергетики, существует уже рабочие прототипы микро-гидроэлектростанций, для работы которых не требуется строительства плотины или любого другого сооружения. Отличаются своими компактными размерами, что является существенным преимуществом данного оборудования. Для получения электрической энергии достаточно погрузить установку в поток воды, минимальная скорость течения которого может едва-ли достигать 1 м/с. Такого рода микро-гидроэлектростанций позволяют получить энергию из любой реки, что дает полную свободу пробовать различные комбинации с числом и расположением данного устройства.

Биомасса — это органический материал, который может быть использован в качестве источника энергии. Данный материал может быть получен разными способами, например из отходов растительного и животного происхождения или из сырья, выращенного специально для энергетических целей. Нефтепродукты могут использоваться в качестве добавок в биотопливо для улучшения его свойств. Однако использование нефтепродуктов в биомассе должно быть ограничено, чтобы сохранить экологическую чистоту биотоплива.

В энергетике биомасса может использоваться в качестве топлива для производства пара или горячего воздуха, приводящего в движение турбину генератора. Использование биомассы в развитых странах растет с каждым годом. Этот рост зависит от технологических решений по использованию биомассы [11].

Биомассу можно условно разделить на следующие категории:

- Первичная (растения, животные, микроорганизмы и т. д.);
- Вторичная (отходы первичной переработки биомассы, продукты жизнедеятельности человека и животных) [9].

От природы исходного сырья зависит и технология переработки, и характер отходов. Это необходимо учитывать при принятии решения о направлении практического применения биомассы. Когда поднимается вопрос об энергетическом потенциале подразумевается, что все используемые материалы, полученные из растений, включая древесину, траву, отходы деревообработки и зерно уборки, а также навоз не являются чем-то редким. А окружают нас повсеместно. По качеству биомассу сравнивают с углем, по причине того, что она может быть переработана, а по своим свойствам соответствовать сухому топливу. Биомассу можно использовать в качестве удобрения для почвы благодаря ее низкой зольности и малой насыщенности токсичными и радиоактивными металлами. [11]

Биомасса может быть преобразована в различные виды топлива, которые можно использовать в самых разных сферах. Известно, что биомасса используется для производства тепла, электроэнергии и жидкого топлива, такого как биоэтанол и биодизель. Энергия из биомассы, при условии ее рационального использования, не увеличивает содержание углекислого газа в атмосфере и, следовательно, может обеспечить экономический рост промышленности без ущерба для окружающей среды [11].

Применение биомассы для производства энергии имеет множество преимуществ:

- экологичность: Биомасса — это органический материал, который поддается биологическому разложению и не содержит токсичных веществ. Поэтому при использовании в качестве источника энергии она не наносит вреда окружающей среде и не загрязняет атмосферу выбросами углерода [2];
- возобновляемость: Биомассу получают из растений и животных, которые могут быстро возобновляться в результате естественных процессов. Это означает, что биомасса - возобновляемый источник энергии, который можно использовать, не опасаясь его истощения [2];
- снижение зависимости от иностранных поставщиков энергии: Использование биомассы снижает зависимость от иностранных поставщиков энергии, поскольку ее можно производить на месте из местных ресурсов. Это особенно важно для стран, которые зависят от импорта энергоносителей и могут столкнуться с проблемами в случае перебоев с поставками [2].

Однако использование биомассы имеет и ряд недостатков, которые затрудняют широкомасштабное внедрение этого источника энергии. Одним из основных недостатков является высокая стоимость производства. Переработка биомассы требует значительных затрат на оборудование, технологии и квалифицированную рабочую силу [2].

Кроме того, использование биомассы не может осуществляться без дорогостоящего сбора, транспортировки и непосредственно переработки сырья. Это связано с тем, что биомасса может быть изготовлена из ограниченного количества сырья, например древесные опилки с лесопереработки, сельскохозяйственные и пищевые отходы. Сбор и транспортировка этих видов сырья из отдаленных и малонаселенных районов обходится очень дорого [2].

Кроме того, производство биомассы не является идеальным источником энергии, поскольку оно может оказывать негативное воздействие на окружающую среду. Например, производство биомассы за счет вырубки лесов может привести к сокращению площади лесов и деградации экосистем [2].

Ограничения возобновляемых источников энергии является основной причиной их медленного внедрения в инфраструктуру. К ним относятся:

**Нестабильность** Одно из самых больших ограничений возобновляемой энергии - ее нестабильность. Энергия солнца и ветра зависит от погоды и может быть недоступна в пасмурные или безветренные дни. Геотермальная энергия также доступна только в определенных регионах [1].

**Прерывистость:** возобновляемые источники энергии имеют прерывистый характер. Например, солнечная энергия доступна только днем, а энергия ветра колеблется в течение дня. Поэтому для сохранения энергии в периоды ее низкого использования необходимы эффективные системы накопления энергии [1].

**Инфраструктурные изменения:** Использование возобновляемых источников энергии требует значительных изменений в инфраструктуре и инвестиций, поскольку необходимо установить солнечные панели, ветряные турбины и геотермальные системы. Это требует значительных затрат и не всегда целесообразно в некоторых регионах [1].

**Ограниченные возможности:** хотя технологии использования возобновляемых источников энергии развиваются быстрыми темпами, их возможности ограничены по сравнению с традиционными источниками энергии. Некоторые возобновляемые источники энергии недостаточны для полного удовлетворения энергетических потребностей общества [1].

В настоящее время большая часть стран предлагают частникам и организациям всевозможные налоговые льготы, если для электропитания они используют экологически чистую энергию. Это связано с тем, что начальные затраты для того, чтобы использовать данный вид энергетики является дорогостоящим. Данный факт для большинства является серьезной проблемой. В связи с этим, такого рода поощрения от государства способны привлечь к использованию возобновляемых источников энергии.

Большинство направлений сектора энергетики связаны с автоматизацией и развитием возобновляемых источников энергии. Все направления энергетики предусматривает развитие нового поколения энергетических технологий высокоинтегрированных и интеллектуальных систем и распределительных сетей в единой энергетической системе России (интеллектуальных сетей), развитие силовой электроники и оборудования на ее основе (особенно различного сетевого оборудования управления), специализированных компьютерных систем и создание высокоинтегрированных информационно-управляющих комплексов для работы в реальном времени и управления распределением [4].

Направление «Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива» включает в себя разработку технологий возобновляемой энергетики, многофункциональных энергетических комплексов для автономного электроснабжения местных потребителей, не подключенных к централизованной сети электроснабжения, разработку эффективных технологий сетевого электро- и теплоснабжения на основе «зеленой» энергии и технологий комбинированного использования возобновляемых источников энергии а также разработку технологий компенсации неоднородности электроснабжения объектов генерации [10].

Решение поставленных задач и реализация приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетике зависит от определения и экономической поддержки перспективных направлений научно-технической инновационной деятельности, выявления и экономической поддержки ключевых технологий в топливно-энергетическом комплексе, поддержки с учетом прогнозируемой эффективности и мировых тенденций, государственной поддержки прикладных исследований и разработок, обеспечения развития новых технологий в данном комплексе, реализуемых через ряд мер и механизмов национальной энергетической политики [4].

Одной из предпосылок столь сильного проявления влияния государства на развитие энергетического сектора является то, что за последние два десятилетия технологическое развитие значительно продвинулось вперед. Большинство энергетических компаний имеют в распоряжении большое количество устаревших активов, находящихся неудовлетворительном состоянии, работа оборудования не оптимальна, что в свою очередь не позволяет выйти на новый уровень эффективности. Кроме того, существует риск, что используемые технологии устареют, а запасные части будет сложно достать, что приведет к простоям и проблемам с обслуживанием., что в итоге приведет к высокой стоимости владения [10].

С помощью современных технологий можно достичь множества целей, поставленных перед энергетическим сектором страны. Руководству энергетических компаний следует задуматься о модернизации. Многие компании до сих пор используют устаревшие системы управления для автоматизации производственных процессов. Во многих случаях разъемы и кабели образуют сложные конструкции, которые плохо обслуживаются и используются неправильно. В связи с этим при возникновении неисправностей или критических ситуаций их невозможно быстро устранить, что приводит к значительным финансовым потерям в случае простоя или повреждения оборудования. Учитывая такую ситуацию, главным приоритетом является интеграция последних технических достижений и стремление повысить автоматизацию и функциональность системы, что положительно влияет на весь технологический процесс. Разработка таких систем требует современного подхода, а именно сосредоточения внимания на роли и задачах человека-оператора (или диспетчера). Для реализации такого подхода необходимы системы диспетчерского контроля и сбора данных [10].

Сегодня диспетчерское управление и сбор данных являются наиболее перспективными технологиями автоматического управления во многих отраслях. Достижения в этой области способствовали развитию всех

структурных компонентов систем диспетчерского управления и сбора данных и существенно расширили их функциональные возможности. Основной тенденцией развития технологических средств диспетчерского управления и сбора данных (аппаратных и программных средств) является переход к полностью открытым системам. Открытая архитектура и соответствие международным стандартам позволяют самостоятельно выбирать различные компоненты системы от разных производителей и создавать собственные решения. Результатом является повышение функциональности систем мониторинга, управления и сбора данных, упрощение обслуживания и снижение затрат [4].

В связи с этим начато комплексное инновационное обновление топливно-энергетического комплекса с использованием отечественных технологий, материалов и оборудования, что является результатом активного взаимодействия и международного сотрудничества. В соответствии с модернизацией российской энергетики поставлена задача перехода на цифровые подстанции. Это, в свою очередь, обеспечивает отсутствие на подстанциях постоянного обслуживающего персонала, а необходимая информация о параметрах работы подстанционного оборудования передается по оптоволоконным кабелям [4].

В настоящее время все большую популярность приобретает метод питания высокочастотных электронных измерительных приборов от аккумуляторов, заряжаемых от солнечных батарей. Помимо этого, существует другой способ питания с помощью ветрогенератора с ротором, который вращается вокруг корпуса измерительного оборудования. Данное устройство установлено непосредственно на магистрали. Данные методы по организации питания высокочастотного измерительного оборудования предусматривают различные комбинации. Например, рассматривают использование гибрида ветряных и солнечных установок с интеллектуальными системами управления [4].

К комбинированным источникам энергии также относят крайне популярную концепцию малой распределенной энергетики. Данная концепция предполагает создание на некоторых территориях отдельные энергосетевые структуры, которые обладают собственными энергетическими источниками. Ключевая роль концепции малой распределенной энергетики заключается в их способности обеспечить необходимым количеством электроэнергии потребителей, когда основная энергосистема не справляется или не способна удовлетворить спрос. В качестве источников энергии используют различные виды топлива, таких как газ или дизельное топливо, но самое главное — это возобновляемые источники энергии. Поэтому в зависимости от поставленных задач с помощью концепции малой распределенной энергетики можно обеспечить электроэнергией изолированного потребителя, например буровая установка, на только что обнаруженном месторождении нефти в неэлектрифицированной местности, что позволит в короткие сроки начать добычу без простоя.

Во всем мире возобновляемые источники энергии применяются в различных сферах человеческой деятельности. К примеру, некоторые города Европы отказались от традиционных источников энергии и обеспечивают свои нужды от «зеленой» энергии. Применение данного вида энергии на промышленных предприятиях за рубежом является обычным делом. Успешное внедрение возобновляемых источников энергии на объектах нефтегазовой отрасли в Российской Федерации: ветроэнергетическая установка на предприятии в Архангельской области; солнечная электростанция в Якутии, которая помимо этого обеспечивает энергией ближайшие населенные пункты; биогазовая установка на буровой площадке в Татарстане для получения электроэнергии из отходов нефтегазовой промышленности; гидроэлектростанции на объектах нефтегазодобычи в Красноярском крае, инновационная геотермальная электростанция на объекте нефтегазовой промышленности в Камчатском крае; гидроэлектростанции в Иркутской области. Данные примеры являются лишь малой частью из множества успешных проектов по возобновляемой энергетике, в частности, на объектах нефтегазовой отрасли в нашей стране. В зависимости от конкретных условий и потребностей могут быть разработаны и другие варианты использования «зеленой» энергии в этом секторе.

Российский рынок возобновляемых источников энергии в настоящее время недостаточно развит, но в будущем может набрать положительную динамику благодаря мерам государственной поддержки и постепенному развитию производственных мощностей [10].

Снижение спроса на нефть из-за глобального спада производственной активности, вызванного пандемией коронавируса, привело к значительному падению цен на нефть. В результате многие компании пересмотрели свои прогнозы [1].

В России быстрому развитию рынка возобновляемых источников энергии мешает низкая рентабельность проектов. Однако в регионах, где инфраструктура электроснабжения развита слабо, существует потенциал для реализации проектов на основе возобновляемых источников энергии [1].

Ограниченное количество крупных российских нефтяных компаний, работающих в сфере возобновляемой энергетики, на сегодняшний день обусловлено, главным образом, низким уровнем зрелости рынка нетрадиционной энергетики в России. Они включают цели в области возобновляемых источников энергии в свои стратегии и создают отделы для работы над новыми проектами. В России нефтяные компании реализуют большинство проектов через стратегическое партнерство со специализированными подрядчиками. На ранних стадиях развития рынка это помогает снизить затраты на техническую разработку, финансовые и производственные риски. Однако государственные меры по активному привлечению частного капитала в эту сферу пока недостаточны [1].

Таким образом, российский рынок возобновляемой энергетики остается дерегулированным и неразвитым, а активное привлечение частного капитала в «зеленую» энергетику по-прежнему недостаточно, тем не менее активное участие российских нефтяных компаний может стать хорошим стимулом для развития этого рынка [1].

Помимо вышеперечисленных аргументов в пользу необходимости развития российского рынка возобновляемых источников энергии, территория России подходит практически для всех возобновляемых источников энергии, в частности, весь северо-восточный регион подходит для использования энергии ветра [1].

В некоторых отдаленных регионах России электроэнергия из возобновляемых источников может быть дешевле, чем из традиционных источников энергии. Учитывая, что большинство крупных нефтяных месторождений

России сосредоточено в регионах с потенциалом возобновляемых источников энергии, можно разработать различные варианты объединения компаний из разных секторов для снижения производственных затрат. Снижение себестоимости добычи, так как затраты на энергию составляют большую часть себестоимости добычи нефти [1].

Возобновляемые источники энергии являются перспективным направлением с большим потенциалом не только для применения в отрасли нефти и газа, но, и для мира в целом. Поэтому нельзя отмахиваться от исследований и разработок в данной области, ссылаясь на то, что «традиционная энергетика лучше». С данным фактом никто не станет спорить. Однако, в не столь далеком будущем нефть и газ во всем мире иссякнут. Неужели только тогда начнется поиск альтернатив? Необходимо уже сейчас начинать постепенно использовать возобновляемые источники энергии для решения различных задач по энергоснабжению. Особенно эффективно будет применение данного вида энергетике в изолированных и труднодоступных районах, не подключенных к основной энергосистеме. Возобновляемые источники энергии открывают возможности для их комбинированного использования с уже проверенными энергоносителями или совмещая различные виды «зеленой» энергии, что позволит плавно понизить зависимость от традиционных источников энергии, сократить выбросы парниковых газов и снизить затраты на обслуживание и эксплуатацию нефтегазовых объектов.

#### Литература

1. Альтернативные источники энергии в проектировании электроснабжения: преимущества и ограничения использования возобновляемых источников. [Электронный ресурс] - <https://peak-leds.ru/blog-alternativnye-istochniki-energii-v-proektirovanii-elektrosnabzheniya-preimuschestva-i-ogranicheniya-ispolzovaniya-vozobnovlyaemyh-istochnikov/>
2. Биомасса в возобновляемой энергетике [Электронный ресурс] - <https://www.renwex.ru/ru/ii/biomassa/>
3. Ветроэнергетика. Википедия [Электронный ресурс] - <https://ru.wikipedia.org/wiki/Ветроэнергетика>
4. Волович Г. И. и др. О развитии средств автоматизации в энергетике с использованием возобновляемых источников энергии // Альтернативная энергетика и экология. – 2013. – № 9 (131). – С. 59-64.
5. Гарипов М. Г. Ветроэнергетика // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 2. – С. 64-66.
6. Гидроэнергетика в возобновляемой энергетике [Электронный ресурс] - <https://www.renwex.ru/ru/ii/gidroehergetika/>
7. Дурдыев С., Гурдов М. Экологические преимущества ветровой энергетике // Всемирный ученый. – 2023. – Т. 1. – № 8. – С. 117-122.
8. Жамбалов Ж. Б. Гидроэнергетика как отрасль нового поколения // Мировая наука. – 2020. – № 1 (34). – С. 188-190.
9. Каршибоев Ш. А., Муртазин Э. Р., Файзуллаев М. Использование солнечной энергии // Экономика и социум. – 2023. – № 4-1 (107). – С. 678-681.
1. Шагеев А., Халикова М. Анализ тенденции развития сектора возобновляемой энергетике в российских нефтяных компаниях // Вестник экономики и менеджмента. – 2022. – № 1. – С. 12-20.
2. Шаимова А. М. и др. Использование биомассы-радикальное решение проблем экологии и энергетике // Альтернативная энергетика и экология. – 2012. – № 5-6. – С. 175-182.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЛОКА СИНТЕТИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ В СОСТАВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Радько П.П., Малькова Я.Ю.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

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

### Введение

Тенденция к переходу к возобновляемым источникам энергии наблюдается во всем мире, в том числе и в России. Согласно программе ДПМ ВИЭ 2.0 [3], количество введенных в эксплуатацию объектов альтернативной генерации будет увеличиваться вплоть до 2035-го года. Однако такая модернизация энергосистемы, сопровождается рядом проблем, связанных с уменьшением постоянной инерции и ограниченного участия возобновляемых источников в процессе регулирования частоты и напряжения.

Проблема усугубляется тем фактом, что в России много энергорайонов являются удаленными, а то и вовсе изолированными от Единой электроэнергетической системы. Как правило такая ситуация характерна для крупных промышленных комплексов или удаленных месторождений. Соответственно, использование возобновляемых источников в таких энергорайонах будет сопровождаться резкими изменениями режимных параметров после возмущений, что, в свою очередь, может привести к тяжелым авариям.

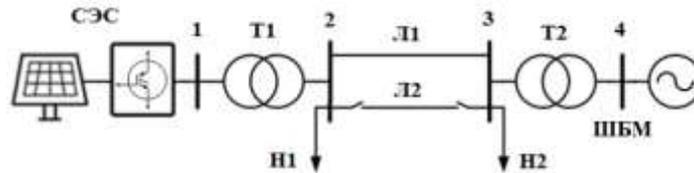
Решением описанной проблемы может служить система автоматического управления (САУ), которая позволяет возобновляемым источникам не только эффективно преобразовывать энергию ветра, солнца и т.д. в электрическую, но и участвовать в процессе регулирования режимных параметров в значительно большей мере. Наиболее актуальными и исследуемыми системами управления, позволяющими этого добиться, являются виртуальный синхронный генератор [5] и традиционная САУ с блоком синтетической инерции [4].

Виртуальный синхронный генератор (ВСГ) является сложной САУ, имитирующей традиционную синхронную машину на программно-аппаратном уровне, в то время как блок синтетической инерции (СИ) позволяет электростанции реагировать на изменение частоты в упрощенном виде.

Данная работа посвящена исследованию влиянию блока синтетической инерции на протекание переходных процессов в случае совместной работы с виртуальным синхронным генератором.

**Рассматриваемая схема**

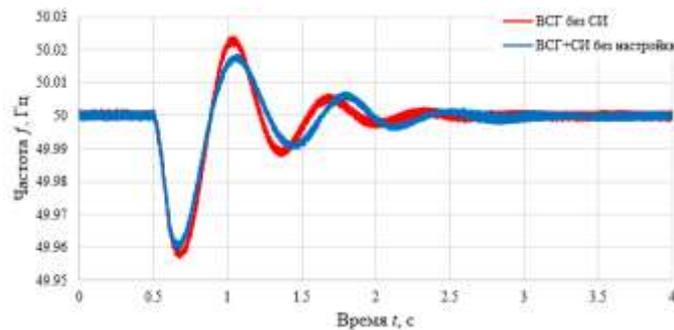
Исследуемая модель представляет собой одномашинную систему, приведенную на рис. 1. Шина 4 представлена шиной бесконечной мощности (ШБМ). Данное решение обусловлено тем, что при моделировании таких регуляторов, как системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и автоматического регулирования возбуждения (АРВ) возможно появление дополнительных колебаний, связанных именно с их работой. Также стоит отметить, что линия Л1 значительно длиннее линии Л2. Это приводит к тому, что при работе обеих линий сеть считается сильной, а при отключенной Л2 сеть становится слабой [1, 2]. Для работы блока синтетической инерции фотоэлектрическая установка разгружена на 10 %. Исследование выполнено в программно-аппаратной среде RSCAD/RTDS.



**Рис. 1. Схема исследуемой энергосистемы**

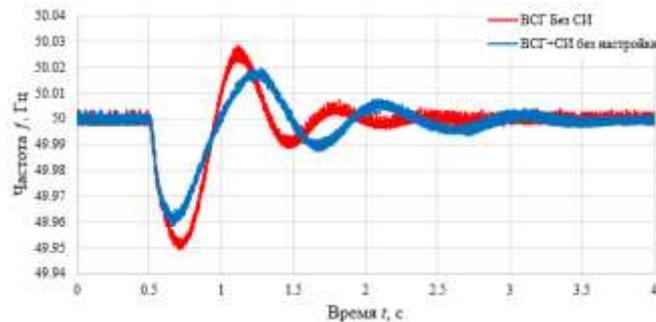
**Результаты экспериментов при объединении ВСГ и СИ**

На рисунке 2 представлены осциллограммы частоты после увеличения нагрузки в сильной сети на 10 МВт. Данное изменение нагрузки является значительным для данного энергорайона, поскольку до возмущения СЭС вырабатывает 8,9 МВт. Из осциллограмм видно, что скорость изменения частоты при внедрении блока синтетической инерции не изменилась, предельные отклонения частоты в первом и во втором полупериоде сократились, а демпфирующие свойства станции ухудшились. Данные результаты можно объяснить инертностью системы управления: из-за аperiodических звеньев сигнал на увеличении мощности после появления небаланса приходит не сразу, что теоретически можно решить более точной настройкой блока СИ.



**Рис. 2. Осциллограммы частоты после изменения нагрузки в сильной сети**

Осциллограммы частоты после наброса нагрузки в слабой сети приведены на рис. 3. В данных условиях осуществлялся наброс нагрузки, равный 4 МВт, поскольку наброс в 10 МВт выводит систему из устойчивого состояния при слабой сети. Результаты эксперимента аналогичны предыдущему – внедрение блока СИ позволяет добиться сокращения предельного отклонения частоты, с сопутствующим ухудшением демпфирующих характеристик.



**Рис. 3. Осциллограммы частоты после изменения нагрузки в слабой сети**

Количественное сравнение результатов применения ВСГ и ВСГ+СИ в сильных и слабых сетях приведено в таблице 1. Анализ проводится с помощью интегрального показателя качества  $I$  (формула 1), оценивающего среднее отклонение от номинальной частоты на протяжении всего переходного процесса (чем значения показателя меньше, тем лучше).

$$I = \int_{t=0,5}^{T=t_{\text{зад}}=4} t^2 \cdot x^2(t) dt, \tag{1}$$

где  $x(t)$  – отклонение величины частоты от его установившегося значения после возмущения;  $t$  – момент начала переходного процесса;  $t_{зад}$  – момент окончания переходного процесса;  $I$  – квадратичный интегральный показатель по квадрату времени и квадрату ошибки.

Таблица

Сравнение влияния ВСГ и ВСГ+СИ на переходный процесс

Плотность сети / Система управления	$I(\text{ВСГ}), \text{о. е.}$	$I(\text{ВСГ+СИ}), \text{о. е.}$
		Улучшение относительно ВСГ, %
Сильная сеть	$8,99 \cdot 10^{-5}$	$7,49 \cdot 10^{-5}$
		16,68
Слабая сеть	$14,26 \cdot 10^{-5}$	$12,54 \cdot 10^{-5}$
		12,09

### Выводы

Применение блока синтетической инерции в составе виртуального синхронного генератора благоприятно влияет на динамическую устойчивость энергосистемы, сокращая предельное отклонение частоты после возмущений как в сильной, так и в слабой сети. Однако неправильная или недостаточная настройка блока СИ может привести к ухудшению демпфирующих свойств СЭС и ее системы управления.

В дальнейшем планируется оптимизировать настройки блока СИ опытным путем, а также воссоздать математическую модель системы управления в пространстве состояний, что позволит находить влияние большего количества отдельных переменных (в том числе и коэффициентов ВСГ) на переходный процесс.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00004.

### Литература

1. Hatziairgiyriou N. et al. Definition and classification of power system stability–revisited & extended // IEEE Transactions on Power Systems. – 2020. – Т. 36. – № 4. – С. 3271-3281.
2. Yang D. et al. Adaptive reactive power control of PV power plants for improved power transfer capability under ultra-weak grid conditions // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2017. – Т. 10. – № 2. – С. 1269-1279.
3. Бутузов, В. А. Возобновляемая энергетика России: результаты 2020 г / В. А. Бутузов // Энергия единой сети. – 2022. – № 1(62). – С. 42-51. – EDN ТВУУQH.
4. Разживин И. А. и др. Исследование влияния синтетической инерции на динамическую устойчивость электроэнергетических систем // Электричество. – 2022. – № 8. – С. 16-26.
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.

## МЕТОДИКА УПРАВЛЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

### Рец В.В.

Научный руководитель доцент Прохоров А.В.

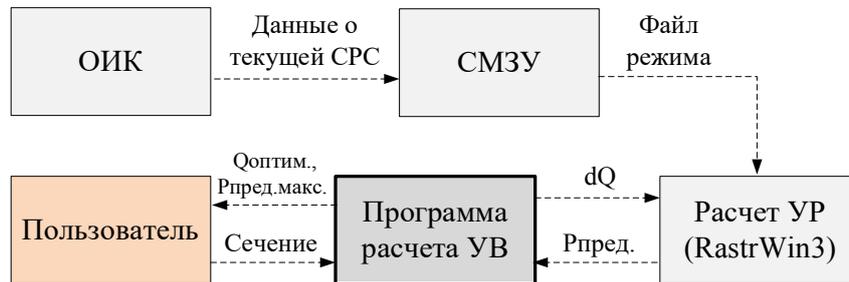
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Надежная работа электроэнергетической системы (ЭЭС) обеспечивается за счет поддержания перетоков активной мощности внутри границ пропускной способности электрической сети [8]. Для этого назначаются группы линий - контролируемые сечения, для которых по специальной методике оцениваются максимально допустимые значения перетоков активной мощности (МДП) [5]. МДП зависят от топологии сети и других факторов, характеризующих схемно-режимную ситуацию (СРС) и степень значимости которых изменяется в процессе функционирования ЭЭС. Поэтому для обеспечения наиболее актуальной информации о значениях МДП в настоящее время применяется информационно-управляющая система «Система мониторинга запасов устойчивости (ИУС СМЗУ) [3]. Это способствует более эффективному использованию существующей электросетевой инфраструктуры, так как зачастую фактический режим энергосистемы характеризуется меньшим числом отключенных в ремонт или аварий оборудования электрических станций и подстанций, что приводит к увеличению МДП в КС относительно значений, рассчитанных технологом вручную на этапе планирования электроэнергетического режима.

Переток активной мощности в КС является режимным параметром, который принято регулировать и ограничивать относительно МДП путем изменения баланса активной мощности [4, 9]. При этом возможно управлять не только значением перетока активной мощности, но и величиной МДП, используя регулировочный диапазон средств регулирования напряжения (СРН) на загрузку или разгрузку в зависимости от определяющего МДП критерия. Для этого в [6, 7] предложен метод управления напряжением и реактивной мощностью, максимизирующий пропускную способность КС. Он предполагает расчет управляющих воздействий (УВ) на СРН для достижения максимального значения пропускной способности электрической сети. Увеличение величины МДП при этом повышает эффективность работы рыночных механизмов торговли электроэнергией, а также снижает риски нарушения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах.

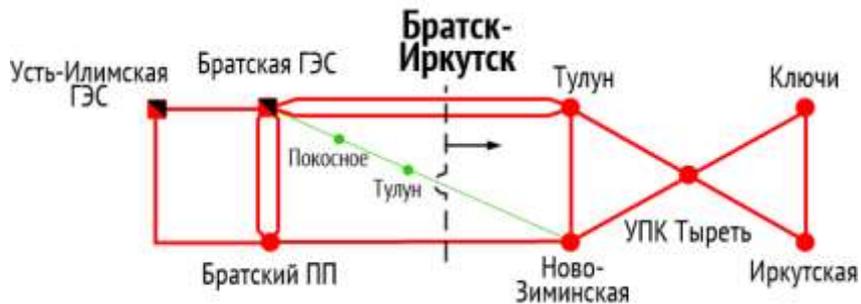
## СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Предлагаемая методика основана на использовании в качестве начальных условий для расчета УВ верифицированную расчетную модель ИУС СМЗУ, широкое внедрение которой открывает новые возможности для развития технологий планирования и управления электрическими режимами энергосистем (рис. 1).



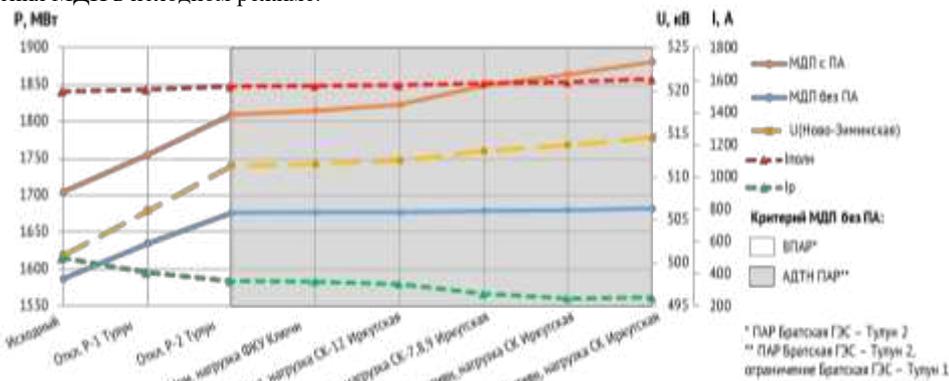
**Рис. 1. Структурная схема автоматизации расчета управляющих воздействий на СРН**

Далее приведены результаты вычислительных экспериментов, направленных на оценку эффективности предлагаемой методики для КС «Братск-Иркутск» (рис. 2), пропускной способности которого для покрытия дефицита в Юго-Восточной части Иркутской энергосистемы в ряде СРС уже недостаточно [1]. Эксперименты заключались в последовательном изменении нагрузки и эксплуатационного состояния СРН, оказывающих влияние на напряжение в узлах по концам связей, входящих в сечение. После изменения баланса реактивной мощности путем реализации УВ рассчитывались значения МДП в КС в соответствии с принятыми Правилами их определения [5]. В рамках экспериментов производился контроль значения напряжения в узлах схемы в контексте соблюдения его допустимых границ согласно требованиям стандарта [2].



**Рис. 2. Схема основных связей в энергорайоне, контролируемого сечения «Братск-Иркутск»**

С учетом нахождения напряжения на шинах РУ станций и подстанций в пределах допустимых значений реализация принятых УВ позволяет повысить величину МДП на 6 % до величины 1680 МВт в ремонтной схеме (ремонт ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская) без учета действия противоаварийной автоматики (ПА) (рис. 3). Однако с учетом действия ПА пропускная способность КС за счет реализации УВ на существующие СРН повышается на 8 % до 1850 МВт. Об увеличении эффективности использования существующей электросетевой инфраструктуры также говорит снижение доли реактивной составляющей тока по связям, входящим в сечение за счет реализации выбранных УВ. Дополнительный эффект в повышении пропускной способности электрической сети составил 149 МВт или 8 % от значения МДП в исходном режиме.



**Рис. 3. Изменение электрических величин в ходе эксперимента**

Полученные результаты показывают возможность и эффективность управления пропускной способностью электрической сети, выражаемой в значении величины МДП, путем изменения баланса реактивной мощности в энергорайоне рассматриваемого сечения. Кроме того, результаты демонстрируют необходимость в формализации

оптимизационной задачи выбора УВ из условия обеспечения максимума пропускной способности сечения с минимизацией задействованного резерва реактивной мощности средств регулирования. При этом ограничениями выступают значения допустимой токовой нагрузки линий электропередач, а также наибольшие рабочие напряжения в узлах сети, а к управляемым переменным следует отнести эксплуатационное состояние и нагрузка СРН. Остальные параметры принимаются фиксированными для конкретной СРС. Также следует учесть накопленный научный и практический опыт в части снижения электрических потерь.

Таким образом, в развитии данной работы следует формализовать задачу оптимального выбора УВ, выбрать метод оптимизации, автоматизировать вычисления и проверить разработанный алгоритм решения оптимизационной задачи для других КС в Единой энергосистеме России.

#### Литература

1. Воронов И. В. О возможных способах покрытия дефицита электроэнергии и мощности в юго-восточной части энергосистемы иркутской области // Материалы XIII Международной научно-технической конференции: в 2 томах. Том 1. – 2023. – С. 23-26.
2. ГОСТ Р 57382-2017. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений. – Введ. 2017-01-16. – М.: Стандартинформ, 2017. – 12 с.
3. Неуймин В. Г., Останин А. Ю., Томалев А. А. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири // Энергия единой сети. – 2019. – № 6. – С. 32.
4. Положение по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.
5. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях: СТО 59012820.27.010.004-2020: утв. АО «СО ЕЭС» 09.07.2020: введ. в действие 09.07.2020. – М.: Официальный интернет-портал [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru), 2020. – 24 с.
6. Рец В. В. Управление напряжением и реактивной мощностью для максимизации пропускной способности сечения по активной мощности // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы, Томск, 03–07 апреля 2023 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2023. – С. 230-232.
7. Рец В. В., Прохоров А. В., Останин А. Ю. Разработка метода управления напряжением и реактивной мощностью для максимизации пропускной способности контролируемого сечения по активной мощности // Материалы XIII Международной научно-технической конференции: в 2 томах. Том 1. – 2023. – С. 114-117.
8. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 №630.
9. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики». Утверждены приказом Минэнерго России от 12.06.2018 №548.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «РЕПЕАТ»

Самсонов Д.П.<sup>1,2</sup>, В.Е. Рудник<sup>1,2</sup>

Научный руководитель ассистент Б.Д. Малюта<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

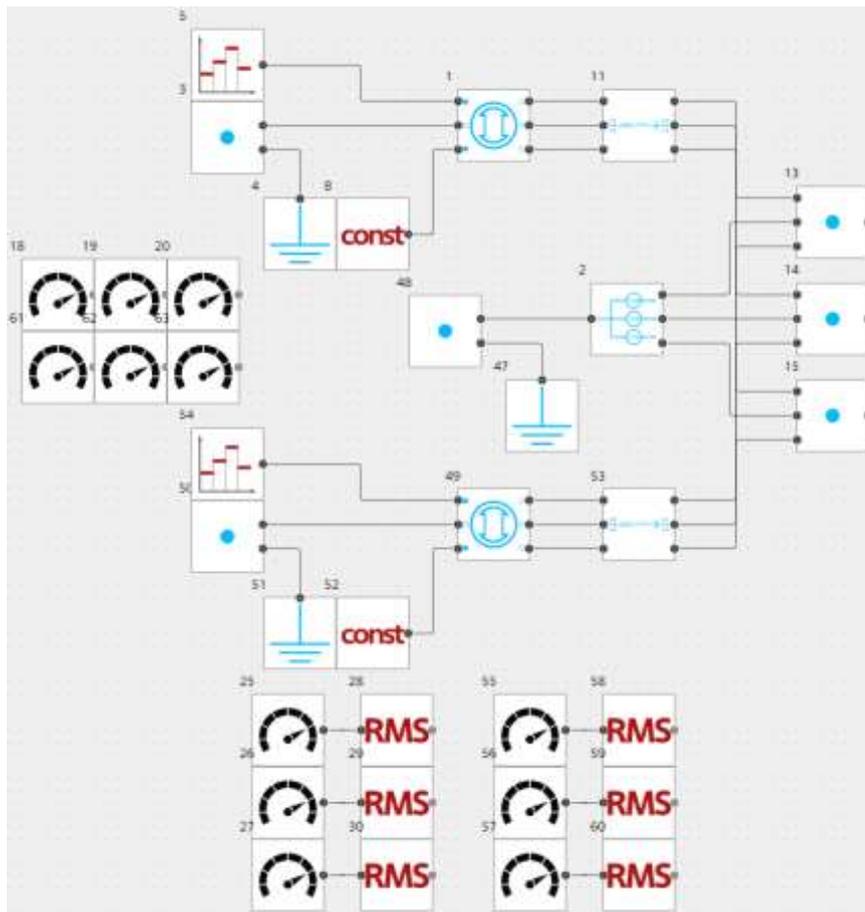
<sup>2</sup>ООО «ДЖЭТ ЛАБ», г Москва, Россия

В настоящее время наблюдаются значительный рост и расширение нефтегазодобычи, а также соответствующий рост электроэнергетических систем (ЭЭС), снабжающих её электроэнергией. В связи с этим становится всё более актуальным вопрос обеспечения устойчивой и эффективной работы. Одним из современных средств решения обозначенной выше проблемы является математическое моделирование.

В данной работе рассматриваются возможности российского программного комплекса REPEAT в области моделирования электрических систем

REPEAT – модельно-ориентированная среда проектирования и математического моделирования [1]. Данный программный комплекс позволяет пользователю разрабатывать различные модели энергообъектов, силового оборудования, релейной защиты и автоматики, создавать цифровые двойники, повышать эффективность ЭЭС, снижать затраты производственных процессов и т.д. В рамках демонстрации возможностей данного программного комплекса проведен анализ параллельно работающих синхронных генераторов [2].

Для исследования была использована топология ЭЭС, реализация которой в программном комплексе REPEAT приведена на рисунке 1. Для реализации модели были использованы следующие функциональные блоки: «Постоянно-кусочная функция», «Узел», «Нулевой потенциал», «Константа», «Синхронная машина (упрощенная модель)», «Трёхфазное последовательное сопротивление», «Трёхфазный источник напряжения», «Датчик», «блок RMS».



**Рис. 1. Схема энергосистемы с параллельно работающими синхронными генераторами**

В каждом блоке заданы необходимые параметры. «Трёхфазное последовательное сопротивление» в данном случае имитирует линию электропередачи (ЛЭП) и характеризуется только активным сопротивлением (при желании пользователь может выбрать различные конфигурации данного блока (R, RL, RLC и т.д.). Блок «Трёхфазный источник напряжения» в данной схеме играет роль шины бесконечной мощности и характеризуется частотой источника 50 Гц, фазой источника 0°, номинальным линейным напряжением источника 10,5 кВ и внутренним сопротивлением источника 0,1 Ом. Для обеспечения возможности изменения выдаваемой активной мощности синхронного генератора используется блок «Постоянно-кусочная функция». Параметры блока «Синхронная машина (упрощённая модель)» представлены в таблице.

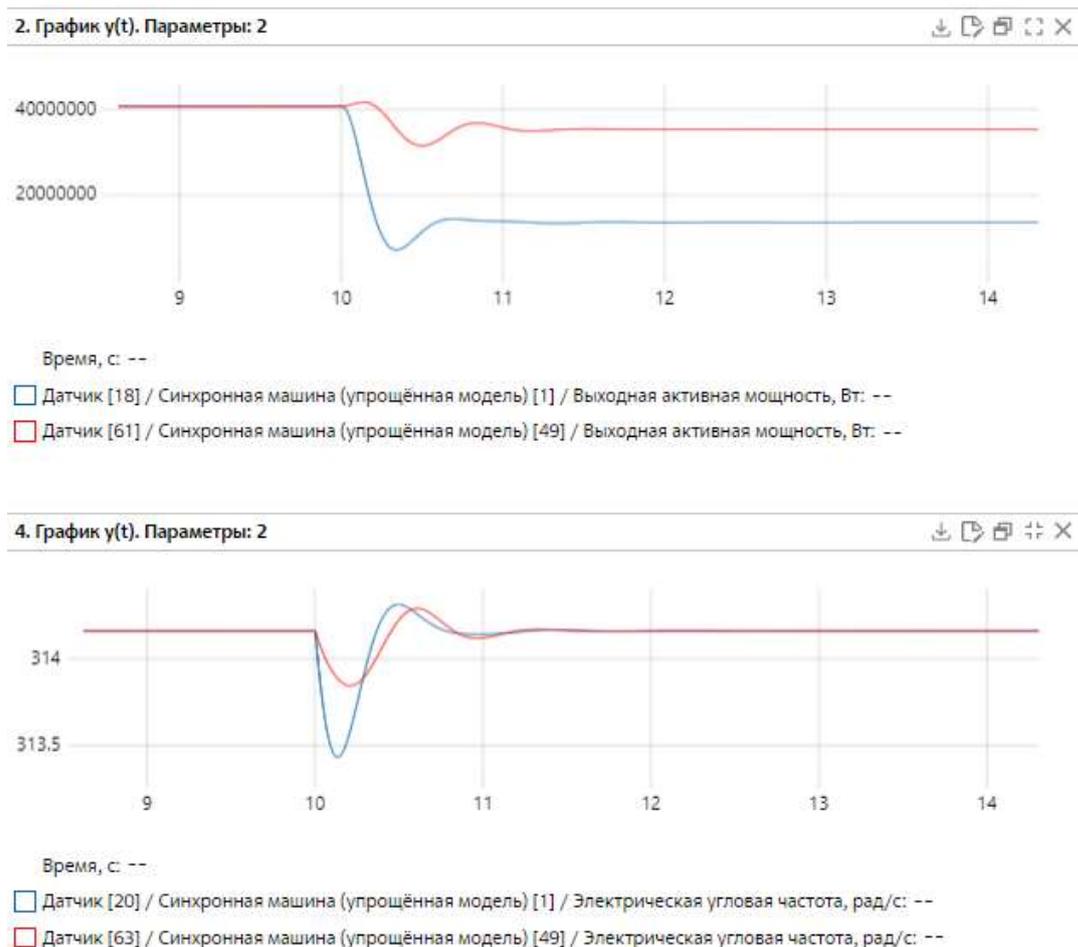
**Таблица**

**Параметры синхронных машин**

Синхронная машина 1						
Режим работы	Тип входа	$S_{ном}$ , ВА	$U_{ном}$ , В	$f_{ном}$ , Гц	$J$ , кг·м <sup>2</sup>	$K_D$
Генератор	Механическая мощность	100000000	10500	50	10000	70
$p$	$R$ , Ом	$L$ , Гн	$\Delta\omega_0$ , %	$\Theta_0$	$I_{0A}; I_{0B}; I_{0C}$ , А	
1	0,0204	0,0008104	1	0	7500; 7500; 7500	
Синхронная машина 2						
Режим работы	Тип входа	$S_{ном}$ , ВА	$U_{ном}$ , В	$f_{ном}$ , Гц	$J$ , кг·м <sup>2</sup>	$K_D$
Генератор	Механическая мощность	100000000	10500	50	10000	70
$p$	$R$ , Ом	$L$ , Гн	$\Delta\omega_0$ , %	$\Theta_0$	$I_{0A}; I_{0B}; I_{0C}$ , А	
1	0,0204	0,0008104	1	10	7500; 7500; 7500	

Где  $S_{ном}$  – номинальная полная мощность машины,  $U_{ном}$  – номинальное линейное напряжение машины,  $f_{ном}$  – номинальная частота машины,  $J$  – момент инерции машины,  $K_D$  – коэффициент демпфирования,  $p$  – число пар полюсов,  $R$  – активное сопротивление обмотки статора,  $L$  – индуктивность обмотки статора,  $\Delta\omega_0$  – начальное отклонение частоты,  $\Theta_0$  – начальный электрический угол ротора,  $I_{0A}; I_{0B}; I_{0C}$  – начальные токи фаз обмотки статора.

На рисунке 2 представлены результаты включения на параллельную работу синхронных генераторов. Благодаря блоку «Постоянно-кусочная функция» в момент времени 10 сек. происходит изменение механических мощностей турбин генераторов. Изменение мощности турбины генератора 1 происходит с 40 МВт до 13,7 МВт, а для турбины генератора 2 с 40 МВт до 35,4 МВт.



**Рис. 2. График выходной активной мощности и электрической угловой частоты**

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что программный комплекс «REPEAT» позволяет воспроизводить переходные процессы при моделировании ЭЭС. Одним из достоинств данного программного комплекса является то, что сложные электротехнические системы возможно моделировать, комбинируя методы структурного и имитационного моделирования.

#### Литература

1. Программное обеспечение REPEAT [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://repeatlab.ru/>, свободный – (25.02.2024).
2. Vachev I. et al. Application of Synchronous Machines' Models for Distance Learning Purposes // 2021 17th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA). – IEEE, 2021. – С. 1-5.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАЖИГАНИЯ И ГОРЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ  
ЖИДКИХ БИОТОПЛИВ НА ОСНОВЕ СВЕТЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

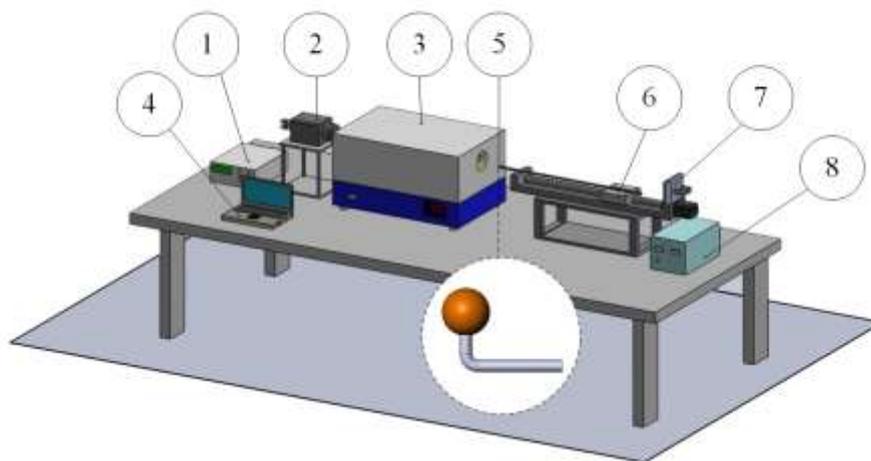
**Скорюпин В.В., Романов Д.С.**

Научный руководитель профессор П. А. Стрижак

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

Крупномасштабная разработка и использование не возобновляемых природных ресурсов неизбежно приведёт к истощению топливно-энергетических запасов в будущем. В связи с этим существует ряд нерешенных проблем, таких как: обеспечение производственных мощностей, высокой энергетической ценностью, низкой стоимости и экологичностью топлив (выбросы парниковых газов; высокие содержания оксидов азота в составе) [3]. Одним из решений является использование новых топливных технологий позволяющих вовлекать новые типы сырья и методы приготовления композиционных топлив [1]. Композиционные жидкие топлива позволяют снижать расход коммерческих топлив, утилизировать менее востребованные компоненты, а также создавать топливные смеси с необходимыми технологическими характеристиками (например, теплотворной способностью, скоростью зажигания, температурой горения, составом дымовых газов и др.). Перспективными компонентами для таких топлив являются растительные масла или продукты их термохимической конверсии [2, 4]. На сегодняшний день мало изучены характеристики зажигания и горения композиционных топлив на основе дизельного топлива с добавками эфиров и масел (дистиллированное талловое масло (ДТМ), рапсовое масло (РМ), кулинарное масло отработанное (КМ), рыжиковое масло). Такие добавки позволяют снизить антропогенное воздействие путем снижения концентраций оксидов углерода в составе дымовых газов.

Для определения характеристики зажигания и горения дизельного топлива с добавкой различных масел была использована экспериментальная установка, изображенная на рисунке 1.



**Рис. 2. Схема экспериментального стенда: 1 – газоанализатор; 2 – видеокамера; 3 – муфельная печь;  
4 – компьютер; 5 – подложка с топливом; 6 – координатное устройство; 7 – прожектор;  
8 – система подачи сигнала и его усиления**

Для определения характеристик зажигания и горения образец топлива помещался на подложку 5. Координатное устройство 6 перемещает подложку 5 в муфельную печь 3 LOIP LF-50/500-1200 (300-1200°C, внутренний диаметр муфельной трубы 50 мм, LIOP, Россия), в которой происходит процесс зажигания и горения топлива.

Определение временных характеристик горения топливных композиций производилось при помощи высокоскоростной видеокамеры 2 Phantom Miro C110 (Phantom, США) (тип изображения – монохромное; максимальное разрешение 1280×800 pix; минимальное время экспозиции – 1 мкс; максимальная разрядность изображения – 12 bit). С объективом SIGMA 50 мм 1:2.8D MACRO EX (фокусное расстояние – 50 мм, диафрагма – 2.8). Скорость съемки достигала 120 кадров в секунду. Для подсветки образца использовался прожектор 7. Обработки полученных результатов производилась при помощи компьютера с предустановленным ПО «Phantom Camera Controls» 4.

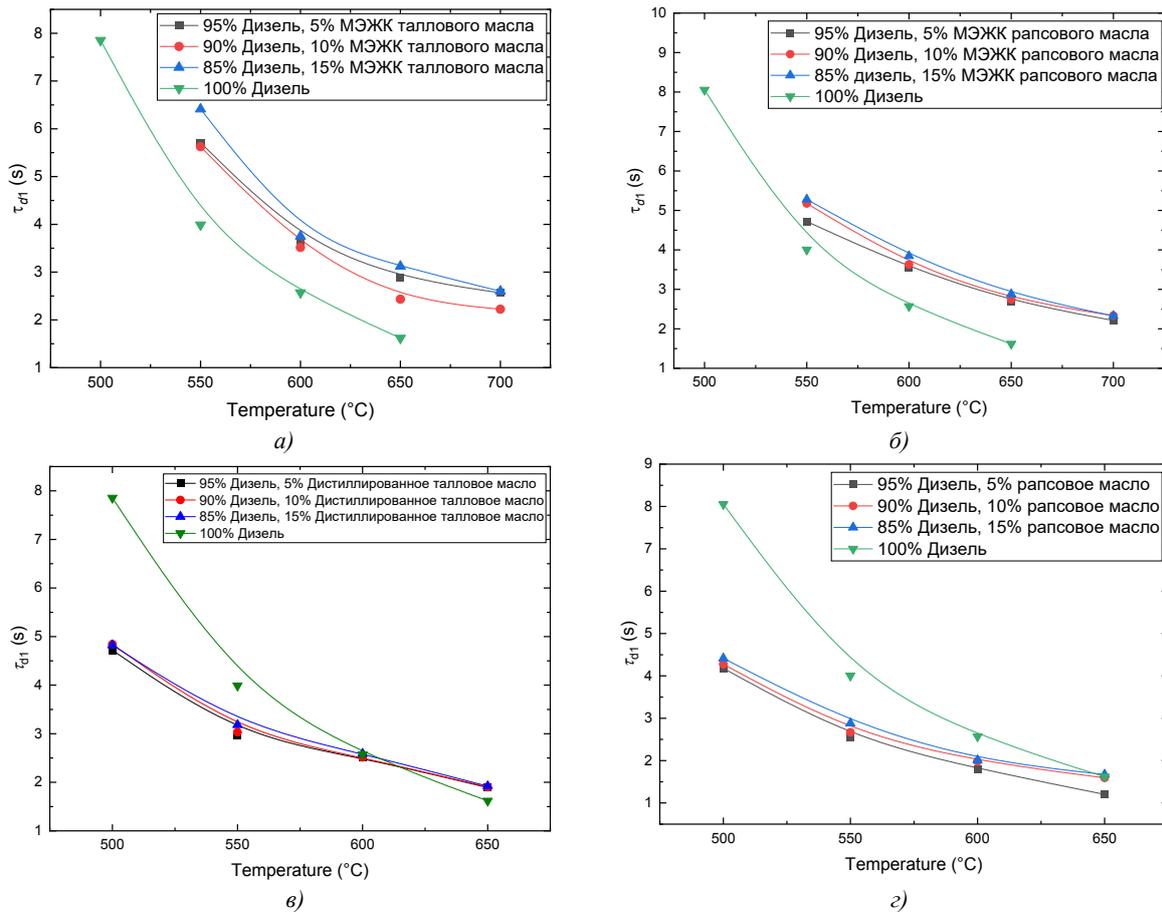


Рис. 1. Зависимость времени задержки зажигания от температуры в камере сгорания для топливных смесей на основе дизеля с добавками: (а) МЭЖК таллового масла; (б) МЭЖК рапсового масла; (в) таллового масла; (г) рапсового масла

На рисунке 1 представлены времена задержки зажигания исследуемых смесевых топлив на основе дизеля и различных видов масел. Представленные результаты позволяют сделать вывод, что добавление масла в состав топливной композиции на основе дизеля оказывают существенное влияние на времена задержки воспламенения топлив в модельной камере сгорания в исследуемом температурном диапазоне. В среднем времена воспламенения снизились на 35–40 %. При анализе времен задержки зажигания капель дизельного топлива и композиционных топлив с добавками масел практически не отличаются. Использование метиловых эфиров жирных кислот в составе топливной композиции приводит к увеличению времен задержки воспламенения топливных смесей на 15–30 % в зависимости от компонентного состава и исследуемой температуры в камере сгорания, а также смещает точку воспламенения капель композиционных жидких топлив в область больших температур 550 °С.

Полученные результаты позволяют оценить влияние различных добавок в составе композиционных топливных смесей на основе дизельного топлива на характеристики зажигания и горения топлив на различных энергогенерирующих установках и двигателях внутреннего сгорания, и предложить условия, при которых такие топлива будут нести меньшую экологическую нагрузку на окружающую среду.

#### Литература

1. Chatur M. G., Maheshwari A., Campli S. Investigation of waste cooking oil–diesel blend with copper oxide additives as fuel for diesel engine under variations in compression ratio // International Journal of Energy and Environmental Engineering. – 2023. – Т. 14. – № 4. – С. 791-802.
2. Krstić J. B. et al. Biodiesel production from rapeseed oil over calcined waste filter cake from sugar beet processing // Process Safety and Environmental Protection. – 2022. – Т. 168. – С. 463-473.
3. Sultan U. et al. Qualitative assessment and global mapping of supercritical CO2 power cycle technology // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2021. – Т. 43. – С. 100978.
4. Yahya M. et al. Dependence structure between the international crude oil market and the European markets of biodiesel and rapeseed oil // Renewable Energy. – 2022. – Т. 197. – С. 594-605.

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА МИКРОВОЛНОВОГО НАГРЕВА  
КОМПОЗИЦИОННОЙ БИОМАССЫ**

**Стрижак П.А., Швец А.С.**

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

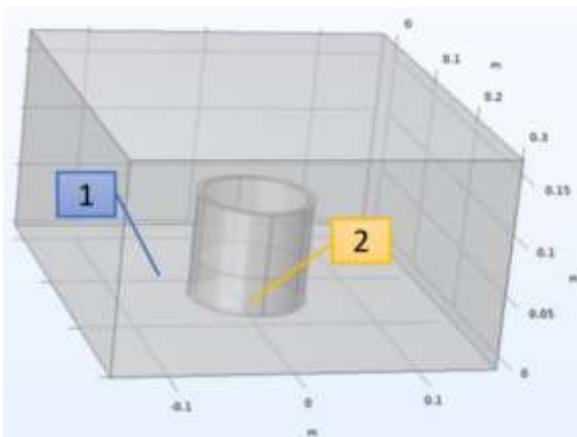
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В работе представлены результаты математического моделирования процессов термического разложения биомассы при микроволновом нагреве в широком диапазоне варьирования входных параметров. Одной из основных задач при моделировании процесса термического разложения композиционной биомассы являлось варьирование параметров процессов в диапазонах, соответствующих промышленным приложениям. В таблице приведены размеры основных элементов использованных при проведении экспериментов и создании модели.

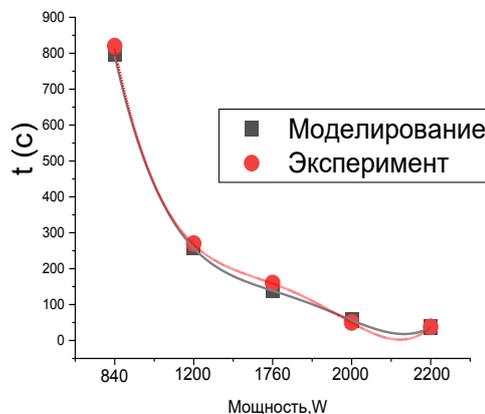
*Таблица*

*Размеры основных элементов при построении модели*

Ширина реактора, мм	Глубина реактора, мм	Высота реактора, мм	Высота тигля, мм	Радиус тигля, мм	Радиус образца биомассы, мм	Высота слоя биомассы, мм
330	305	171	85	80	80	30



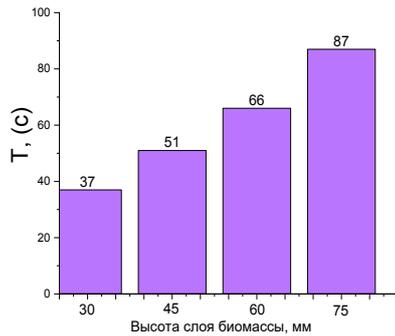
*Рис. 1. Схема области решения термического разложения биомассы в микроволновом реакторе: 1 – зона смещения компонентов генераторного газа (камера реактора); 2 – слой взвешенной биомассы*



*Рис. 2. Времена задержки выхода генераторного газа при варьировании мощности микроволнового излучения*

При формулировании постановки задачи считалось, что на слой биомассы, помещенной в тигель, воздействует электромагнитное излучение с заданной мощностью (рис. 1). За счет диэлектрического нагрева образец прогревался. При достижении условий инициирования микроволнового термического разложения интенсифицировались процессы термического разложения биомассы с последующим выделением генераторного газа. В камере реактора формировалась парогазовая смесь, содержащая горючие ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) и не горючие ( $\text{SO}_4$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{CO}_2$ ) компоненты. Временной интервал с момента запуска магнетрона до инициирования условий микроволнового термического разложения, а именно достижения температуры начала термического разложения биомассы 543,15 K [3], представлял время задержки термического разложения  $\tau_{\text{п}}$ . При моделировании в качестве источника нагрева принято электромагнитное излучение с варьруемой мощностью. Для верификации модели выполнены эксперименты при идентичных начальных условиях [2]. Результаты приведены на рис. 2. Расхождения полученных теоретических значений с экспериментальными данными при 840 Вт составили 2.5 %, при 1760 Вт - 2.6 %, при 2200 Вт - 2.7 %, соответственно.

Расхождения обусловлены неравномерностью засыпки материала в экспериментах и необходимостью учета изменения значений теплофизических свойств биомассы в процессе нагрева, сушки и термического разложения. На рис. 2 видно, что повышенная мощность способствует более быстрому нагреву биомассы. Скорость прогрева нелинейно возрастает. С ростом температуры увеличивается тепловой поток, подводимый к образцу биомассы. При температуре биомассы до 250 °C происходит сушка (удаляется влага). При превышении 250 °C инициируется термическое разложение биомассы. Скорость прогрева нелинейно возрастает. С ростом температуры увеличивается тепловой поток, подводимый к образцу биомассы. При росте температуры увеличивается пористость материала, усиливается выход компонентов генераторного газа. При анализе рис. 2 сформулирован вывод о том, что в диапазоне мощности от 840 до 2200 Вт экспериментальные и теоретические значения времени задержки термического разложения отличаются несущественно. С помощью построенной 3D модели, приведены расчеты времени задержки термического разложения с учетом варьирования параметров микроволнового нагрева (рис. 3-5).

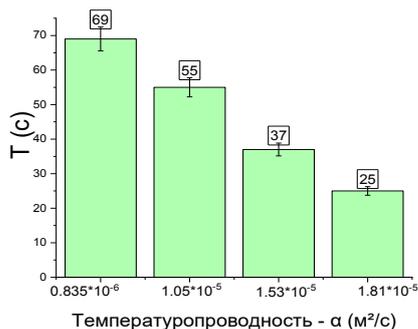


**Рис. 3. Времена задержки выхода генераторного газа при варьировании при варьировании высоты загрузочного слоя биомассы**

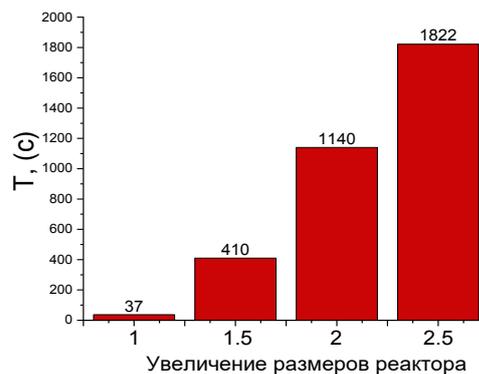
В результате моделирования, минимальное время задержки термического разложения соответствует слою биомассы высотой 30 мм, максимальное 75 мм. Показано, что механизм инициирования процесса, сохраняется в более широком диапазоне загрузочного слоя. В реальных топливных приложениях может так же варьироваться выходная мощность микроволнового излучения. Разработанная модель позволяет воспроизвести различные условия теплообмена, за счет вариативности изменяемых параметров. Это является ключевым преимуществом при анализе потенциальных схем процесса микроволнового нагрева. Температуропроводность характеризует скорость изменения температуры в образце, под действием теплового потока. Композиционная биомасса характеризуется изменением температуропроводности в широком диапазоне. На рис. 4 продемонстрирован вклад этого фактора. Мощность микроволнового излучения составляла 2200 Вт. Показано, что при увеличении температуропроводности снижается время задержки термического разложения нелинейно, что обусловлено соответствующим вкладом испарения влаги и газификацией через поры [1].

Увеличение размеров реактора способствует увеличению времени задержки термического разложения (рис.5). Для разных размеров реактора целесообразно использовать оптимальную мощность микроволнового излучения, при увеличении камеры реактора увеличивается площадь зоны воздействия магнетрона, интенсивность нагрева уменьшается.

При проектировании реакторов моделирование позволяет выбрать оптимальную мощность микроволнового излучения. Необходимая энергия для рекуперации композиционной биомассы при микроволновом нагреве составляет 1.32 МДж, при термическом разложении 30 г. биомассы – полученная энергия 422.3 МДж. Обосновано, что микроволновый нагрев может проходить в автономном режиме, оставшуюся энергию можно аккумулировать для последующего использования.



**Рис. 4. Времена задержки выхода генераторного газа при варьировании температуропроводности биомассы**



**Рис. 5. Времена задержки выхода генераторного газа при варьировании размеров реактора**

#### Литература

1. Шахов С. В. и др. Математическая модель процесса теплообмена в дымогенераторе между газом, насадкой и материалом в барабане //Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-2. – С. 108-108.
2. Шимановский А. О., Путятю А. В. Применение метода конечных элементов в решении задач прикладной механики. – 2008.
3. Arabiourrutia M. et al. Waste tyre valorization by catalytic pyrolysis–A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews.– 2020. – Т. 129. – С. 109932.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ МОДЕЛИ 9-ТИ УЗЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ  
В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «РЕРЕАТ»**

Стулей Е.О.<sup>1,2</sup>, В.Е. Рудник<sup>1,2</sup>

Научный руководитель ассистент Малюта Б.Д.<sup>1,2</sup>

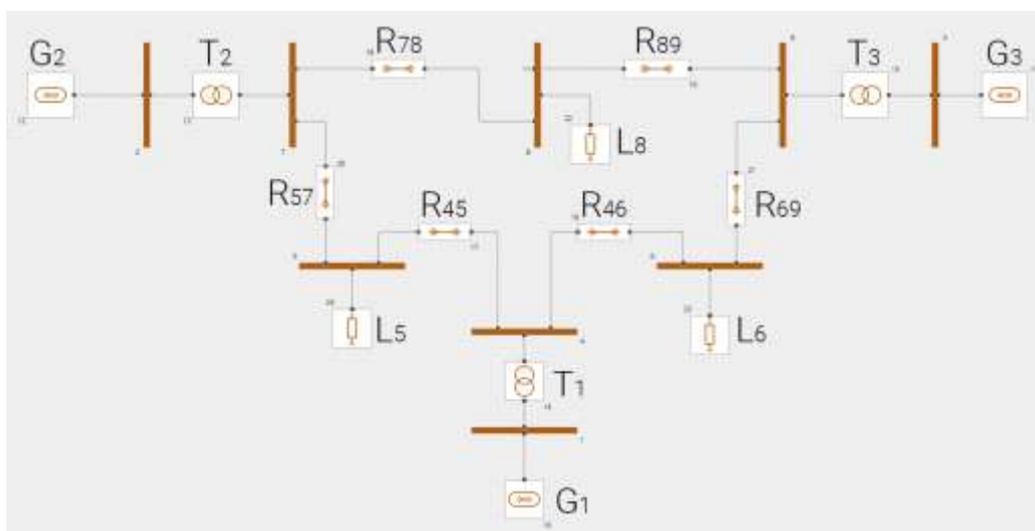
<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>ООО «ДЖЭТ ЛАБ», г. Москва, Россия

Нефтегазодобывающая отрасль в России является одной из наиболее крупных и динамично развивающихся частей экономики. Структура предприятий данной отрасли крайне сложна и включает в себя множество различных объектов электроэнергетики [1], а с увеличением объёмов добычи нефти и газа растет и масштаб электрических систем, её обеспечивающих. Таким образом становится критически важным обеспечение стабильного и эффективного электроснабжения такого рода объектов [2].

В настоящее время для решения данной задачи активно применяются инструменты математического моделирования, одним из которых является российский программный комплекс REPEAT. Данная работа посвящена исследованию REPEAT на предмет применимости в области решения задач расчёта установившихся режимов. Для этого была выбрана типовая задача расчёта установившегося режима в энергосистеме, состоящей из 9 шин [3, 4], сформулированная в Институте Инженеров Электротехники и Электроники (ИИЭЭ).

Модель 9-ти узловой энергосистемы [3-4] состоит из 3-х источников энергии, 3-х трансформаторов, 6-ти линий электропередачи (ЛЭП), 9-ти узлов и 3-х нагрузок. Схема энергосистемы, собранная в ПО Repeat представлена на рисунке 1.



*Рис. 1. Исходная схема энергосистемы*

*Таблица 1*

*Параметры источников*

Источник ЭДС на шине	Напряжение, В	Частота, Гц	Фаза, град
1	16500	60	0
2	18000	60	9.17
3	13800	60	4.56

*Таблица 2*

*Параметры нагрузок*

Нагрузка	P, МВА	Q, МВар	U, В
5	125	50	230
6	90	30	230
8	100	35	230

*Таблица 3*

*Параметры трансформаторов*

Трансформатор	Мощность, МВА	Коэффициент трансформации	Напряжение первичной обмотки, кВ	Напряжение КЗ, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт	Ток XX, %
1	100	13.9393	16,5	35	7,5	43	0,6
2	100	12.777	18	35	7,5	43	0,6
3	100	16.666	16,8	35	7,5	43	0,6

С помощью программного комплекса REPEAT [5] были получены значения перетоков мощностей в ЛЭП, напряжение на шинах в нормальном режиме работы (таблица 4, 5) и при коротком замыкании на шине 8 (таблица 6, 7)

Таблица 4

**Перетоки мощности в ЛЭП в нормальном режиме**

Линия	P, МВА	Q, МВар
14	85,63	4,08
27	65,08	2,21
39	123,41	-7,89
45	63,07	12,52
46	21,97	2,22
57	41,81	9,21
69	55,34	1,38
78	22,52	9,6
98	66,09	5,55

Таблица 5

**Напряжения в узлах в нормальном режиме**

Узел	1	2	3	4	5	6	7	8	9
U, кВ	16,52	17,77	14,25	214,65	210,67	213,16	218,35	216,51	220,39

Таблица 6

**Перетоки мощности в ЛЭП при КЗ на шине 8**

Линия	P, МВА	Q, МВар
14	25,35	67,16
27	8,19	42,73
39	17,54	57,81
45	18,65	35,58
46	4,7	21,86
57	-3,7	-32,5
69	7,23	-21,3
78	0	0
98	0	0

Таблица 7

**Напряжения в узлах при КЗ на шине 8**

Узел	1	2	3	4	5	6	7	8	9
U, кВ	16,52	17,77	14,25	96,55	79,38	83,73	43,81	0	63,51

В ходе исследования применимости программного комплекса REPEAT для расчёта установившихся режимов в энергосистеме была выполнена задача расчёта установившегося режима в энергосистеме, состоящей из 9 шин согласно стандарту IEEE. Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что REPEAT успешно справляется с моделированием перетоков мощности в линиях электропередачи и напряжений на шинах как в нормальном режиме работы системы, так и при коротком замыкании на одной из шин. Результаты исследования свидетельствуют о высокой применимости REPEAT к задачам расчёта установившихся режимов в энергосистемах.

#### Литература

1. Гарифуллина Э.И. Проблемы эффективности нефтегазодобывающей отрасли // Вестник экономики и менеджмента. – 2022. – № 2. – С. 4-9
2. Нефтегазовая промышленность России [Электронный ресурс] // Нефтегаз-2024. 23-я международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». Режим доступа: <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/neftegazovaya-promyshlennost-rossii/?ysclid=itmuj5urs570625649>, свободный. – (12.01.2024)
3. Chatterjee B., Sarkar S. A discrete Fourier transform based fault identification scheme for IEEE 9-bus system // 2021 Second International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE). – IEEE, 2021. – С. 1-5.
4. Kucukaydin B., Arkan O. Performance Analysis of Fault Current Limiting Methods on IEEE 9-Bus System // 2019 11th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO). – IEEE, 2019. – С. 131-135.
5. Программное обеспечение REPEAT [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://repeatlab.ru/>, свободный – (12.01.2024).

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РОССИЙСКИХ ЗАВОДОВ ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ  
ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ**

**Тарабукин С.А., Космынина Н.М.**

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

Турбогенератор — это синхронный генератор, присоединенный к паровой или газовой турбине. Основная функция турбогенератора заключается в преобразовании внутренней энергии рабочего тела в электрическую энергию.

В России выпускают турбогенераторы девять заводов: Силовые машины, Калужский турбинный завод, РК Энергомаш, завод Киров-Энергомаш, Пролетарский завод, Энергодар, Кировский завод, Электротяжмаш-Привод, НПО Элиб. В докладе анализируется продукция шести из них.

«Силовые машины» — глобальная энергомашиностроительная компания, входящая в пятерку мировых лидеров отрасли по объему установленного оборудования. Компания выпускает продукцию для тепловой, атомной, гидроэнергетики, электросетевого комплекса и транспорта. Выборка продукции представлена в таблице 1 [5].

**Таблица 1**

**Продукция «Силовые машины»**

ТЗФ-160-2М	ТЗФ-130-2	ТЗФ-110-2М
ТВФ-100/3600	ТВФ-63-2	ТВФ-60/3600
ТВВ-1000-2/27	ТВВ-1000-2	ТВВ-800-2Е
ТВВ-500-2М	ТВВ-500-2Е	ТВВ-350-2

Калужский турбинный завод (КТЗ) - предприятие, специализирующееся на производстве паровых турбин и турбогенераторов, являющееся одним из ведущих производителей энергетического оборудования в России. КТЗ входит в реестр предприятий оборонно-промышленного Российской Федерации. 9 июля 1946 года на Калужском турбинном заводе был создан инструментальный цех. Через несколько лет, в 1950 году, завод выпустил свою первую партию продукции - 10 турбин модели ОР300. На тот момент на заводе работало 200 человек, и эти турбины успешно поставлялись за рубеж. Успех продолжался и в следующем году, когда завод произвел уже 65 турбин, охватывающих восемь разных типоразмеров. Выборка продукции представлена в таблице 2 [2].

**Таблица 2**

**Продукция Калужского турбинного завода**

ТГУ-500К	ТГУ 600	ТГУ 800К	ТГУ 1000К
ОК-3С-01	ТГ-6/8-1,6	П 1,2-13/6	П 1,5/10,5-1,4/0,7
ТГ 1,5А/10,5 Р13/3	ТГ 3,5АС/10,5 Р13/1,2	ТГ 0,5ПА/0,4 Р11/6	ТГ 4/10,5 Р0,6/0,12
ТГ 0,6ПА/0,4 Р13/6	ТГ 0,5А/0,4 Р13/3,7	ТГ 0,75ПА/0,4 Р13/4	ТГ 0,6А/0,4 Р12/3,7

ЗАО Завод «Киров-Энергомаш» – это подразделение ОАО «Кировский Завод», специализирующееся на производстве оборудования для энергетической отрасли. За счет своего высокотехнологичного производственного потенциала, предприятие способно создавать уникальное оборудование для атомной промышленности, нефтегазового сектора, тепловой и гидроэнергетики, а также для судовой энергетики. Отдельно функционирующее с 1995 года, ЗАО Завод «Киров-Энергомаш» успешно продолжает развивать традиции энергетического машиностроения одного из старейших промышленных предприятий России. Основными заказчиками являются ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», предприятия Министерства Обороны Российской Федерации, а также объекты ОАО «Концерн Росэнергоатом» и атомные электростанции как в России, так и за ее пределами [1].

НПО «ЭЛСИБ» ПАО специализируется на разработке, производстве и установке генераторов и электродвигателей для тепловых, гидроэлектростанций. Компания гордится своей репутацией надежного партнера, так подтверждают более 500 компаний-клиентов и около 1000 электростанций, оснащенных оборудованием предприятия, по всему миру. За 70 лет работы ЭЛСИБ стал одним из ведущих предприятий в области проектирования и производства турбогенераторов, гидрогенераторов, высоковольтных асинхронных и синхронных электродвигателей, а также других крупных электрических машин и систем возбуждения. География поставок компании с каждым годом расширяется, и на сегодняшний день оборудование работает на более чем 250 станциях в 50 странах мира. Выборка продукции представлена в таблице 3 [3].

Таблица 3

*Продукция НПО «ЭЛСИБ»*

ТГП-6,3-6000-2УЗ	ТГП-10,5-6000-2УЗ	ТГП-6,3-8000-2УЗ	ТГП-10,5-12000-2УЗ
ТФ-32-2УЗ	ТФ-63-2УЗ	ТФ-70Н-2УЗ	ТФ-160-2УЗ
ТВФ-110-2УЗ	ТВФ-125-2УЗ	ТВФ-180-2УЗ	ТВФ-220-2УЗ
ТВВ-315-2УЗ	ТВВ-500-2УЗ	ТФ-90Г-2УЗ	ТФ-80-2УЗ

ООО «РК Энергомаш» – это российско-китайское совместное предприятие, где «Харбинская электрическая корпорация» является главным партнером. «Харбинская электрическая корпорация» – это одна из мировых лидеров в сфере энергетики, включающая в себя производственные предприятия, научно-технические центры и другие активы. Основными направлениями деятельности совместного предприятия являются выполнение общестроительных проектов в сфере тепловых, гидро и атомных электростанций, установка оборудования, инженеринговые работы, а также производство и продажа энергетического и вспомогательного оборудования [4].

ООО «Электротяжмаш-Привод» – одно из крупнейших предприятий в России, занимающихся производством энергетического электрооборудования. Компания специализируется на производстве оборудования и двигателей для различных отраслей промышленности, включая топливно-энергетический комплекс, металлургию, химию, атомную и нефтегазовую промышленность. Компания обладает мощным научно-техническим и производственным потенциалом, а также значительным опытом в проектировании нового оборудования. Благодаря этим возможностям «Электротяжмаш-Привод» готовы разрабатывать и производить продукцию, идеально соответствующую задачам заказчиков, а также обеспечивать техническую поддержку и сервисное обслуживание своей продукции на протяжении всего ее срока эксплуатации. Выборка продукции представлена в таблице 4 [6].

Таблица 4

*Продукция ООО «Электротяжмаш-Привод»*

ТК-1,5-2Р УХЛЗ	ТК-1,5-2З УХЛЗ	ТК-2,5-2Р УХЛЗ	ТК-2,5-2З УЗ
ТК-4-2З УЗ	ТК-6-2Р УХЛЗ	ТК-6-2З УЗ	ТК-4-2Р УХЛЗ
ГТГ-2,5-2Р УХЛЗ	ГТГ-4-2Р УХЛЗ	ГТГ-6-2Р УХЛЗ	ГТГ-8-2Р УХЛЗ
Т-2,5-2 УЗ(П)	Т-4-2 УЗ(П)	Т-6-2 УЗ(П)	Т-8-2 УЗ(П)

Литература

1. Завод Киров-Энергомаш: [Электронный ресурс]. URL: <https://kzgroup.ru/> (дата обращения: 04.03.2024).
2. Калужский турбинный завод: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.paoktz.ru/> (дата обращения: 04.03.2024).
3. НПО «ЭЛСИБ»: [Электронный ресурс]. URL: <https://elsib.ru/> (дата обращения: 04.03.2024).
4. РК Энергомаш: [Электронный ресурс]. URL: <https://rcenergomash.ru/> (дата обращения: 04.03.2024).
1. Силовые машины: [Электронный ресурс]. URL: <https://power-m.ru/> (дата обращения: 04.03.2024).
2. Электротяжмаш-Привод: [Электронный ресурс]. URL: <https://privod-lysva.ru/> (дата обращения: 04.03.2024).

**РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ  
ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ  
Томалев А.А.**

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Нефтедобывающая промышленность России может быть охарактеризована наличием довольно больших природных запасов нефти. Вместе с тем, основная масса запасов расположена в труднодоступных или крайне отдалённых районах страны, что требует больших затрат на их освоение и разработку, создание инфраструктуры [1].

Кроме того, районы нефтегазовой промышленности не лишены проблем, связанных с надёжностью электроснабжения и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для осуществления бесперебойной работы оборудования. Питание таких энергорайонов, как правило, обеспечивается по длинным линиям, при недостаточной загруженности являющихся мощным источником реактивной мощности. При этом в удалённых частях энергосистемы, в большинстве случаев, отсутствуют крупные станции, способные обеспечить регулирование уровней напряжения. Если говорить о классах напряжения питающих узлов таких районов, то электроснабжение как правило осуществляется по сети 110 кВ с узловыми подстанциями класса 500 кВ и 220 кВ.

Известным неблагоприятным режимом для узлов, характеризующихся двигательной нагрузкой, является возникновение так называемой «лавины напряжений», связанной с достижением критического уровня напряжения. Критическое напряжение в узле нагрузки соответствует границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки и определяется характером применяемого на производстве оборудования [2]. Основной объём работы выполняется буровыми установками и магистральными насосами с электроприводом главных механизмов, эффективность работы которых напрямую зависит от уровней напряжения в узлах питания. Для такого оборудования должны обеспечиваться надёжность непрерывной работы и экономичность эксплуатации.

Однако, помимо вышеуказанной известной проблематики имеют место быть ситуации без достижения критических уровней напряжения, но связанные с быстрым скачкообразным изменением величины напряжения на шинах объектов нефтегазовой промышленности, например из-за изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния средств компенсации реактивной мощности (далее - СКРМ) в сети, в результате чего, будут превышены уставки срабатывания технологических защит по защите от скачка напряжения (порядка 10 % от Унорм) с действием на отключение защищаемого оборудования. Соответственно, отключение двигательной нагрузки от технологических защит в условиях отсутствия возможности компенсации изменения баланса реактивной мощности близлежащей сетью может привести к значительному повышению напряжения в сети, каскадному развитию аварии с работой противоаварийной автоматики предотвращения повышения напряжения, работа, которой последует на отключение питающих узлов нагрузки сетевых элементов. Таким образом, даже плановое изменение режима работы СКРМ в различных схемно-режимных ситуациях может вызвать аварийную ситуацию

со значительными экономическими последствиями.

Эффект по изменению напряжения, который создаёт изменение коммутационного состояния устройств СКРМ/загрузки СКРМ в энергорайоне зависит от следующих условий:

- 1) наличия вблизи узлов питания крупных станций, генераторы которых компенсируют изменение реактивной мощности;
- 2) наличия вблизи узлов питания управляемых устройств СКРМ, компенсирующих изменение реактивной мощности;
- 3) объёма и характера нагрузки энергорайона;
- 4) характеристик ЛЭП, образующих сетевую структуру энергорайона.

С целью подтверждения вышеуказанных следствий было смоделировано изменения состояния шунтирующего реактора в сети 500 кВ на трёх ПС 500 кВ, отличающихся близлежащей сетевой структурой и объёмами питаемой нагрузки, с анализом изменения напряжения в сети 220 кВ. При этом наличие резерва реактивной мощности на загрузку/разгрузку станций было учтено, а наличие резерва на загрузку/разгрузку управляемых СКРМ в близлежащей сети было исключено.

В частности, были рассмотрены:

1. ПС А, со следующими характеристиками:
  - транзитная ПС с большим количеством присоединений - загруженных межсистемных связей 500 кВ;
  - наличие крупных станций в пределах первого и второго «пояса»;
  - значительный объём нагрузки в районе электроснабжения.
2. ПС Б, со следующими характеристиками:
  - транзитная ПС с большим количеством присоединений - загруженных межсистемных связей 500 кВ;
  - отсутствие крупных станций в пределах первого и второго «пояса»;
  - значительный объём нагрузки в районе электроснабжения.
3. ПС В, со следующими характеристиками:
  - тупиковая ПС с наличием одного присоединения - малонагруженной длиной ЛЭП 500 кВ;

- отсутствие крупных станций в пределах первого и второго «пояса»
- малый объем нагрузки в районе электроснабжения.

Соответственно, эффект по изменению напряжения в сети 220 кВ от изменения состояния реактора мощностью 180 Мвар составил:

- а) на ПС А - 3 кВ;
- б) на ПС Б - 5 кВ;
- в) на ПС В - 12 кВ.

С учётом вышеприведённого анализа, в энергорайонах, режим работы по напряжению которых определяется режимом работы таких подстанций как ПС В, можно выделить следующие особенности в отношении регулирования напряжения:

1. Целесообразность изменения коммутационного состояния СКРМ, обладающих наибольшим эффектом влияния на уровни напряжения в сети, после реализации других мероприятий, обладающих меньшим эффектом.

2. Целесообразность применения программных комплексов, использующих методы оценивания состояния и позволяющие моделировать различные схемно-режимные ситуации на текущей телеметрии, перед выполнением переключений в электроустановках по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы СКРМ.

Выводы: в условиях наличия энергорайонов нефтегазовой промышленности, характеризующихся наличием чувствительного к изменению уровней напряжения оборудования, одним из наиболее целесообразных мероприятий по недопущению возникновения и развития аварийных ситуаций, связанных с отключением нагрузки из-за скачкообразного изменения напряжения в данных энергорайонах является применения программных комплексов, использующих методы оценивания состояния. Данные программные комплексы с использованием текущих значений параметров режима по телеметрической информации позволяют с достаточной точностью определить уровни напряжений после коммутаций с СКРМ и предотвратить возможные действия, которые могут привести к нарушению электроэнергетического режима.

#### Литература

1. Арбатов П. А. Экономические проблемы эволюционного развития нефтедобычи в условиях рыночной экономики: российский и зарубежный опыт. – 2004.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем утв. Приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 № 630.– 16 с.

### **СОХРАНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС ПОСРЕДСТВОМ ИМПУЛЬСНОЙ РАЗГРУЗКИ**

**Третьяков А.Е.**

Научный руководитель доцент С.М. Юдин

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

В управлении режимами электроэнергетических систем одним из важнейших аспектов является соблюдение требований к устойчивости параллельной работы частей энергосистемы. Устойчивость и живучесть как важнейшие категории функционирования энергосистемы обеспечиваются совокупностью мероприятий: резервированием генерирующих мощностей и пропускных способностей линий электропередачи, оптимизацией электрических режимов с учетом балансов топлива и гидроресурсов, рациональным размещением энергообъектов, углублением

и совершенствованием автоматизации диспетчерского управления, повышением квалификации и производственной дисциплины эксплуатационного персонала и др. Одним из наиболее эффективных способов по сохранению динамической устойчивости генераторов является использование импульсной (кратковременной) разгрузки турбин и длительной разгрузки турбин для сохранения статической устойчивости в послеварийном режиме. Разгрузка турбин применяется для уменьшения момента, создаваемого турбиной, и заключается в снижении мощности турбины с дальнейшим ее восстановлением. Это делает возможным оставление агрегата подключенным к сети, что существенно повышает надежность электроснабжения. Для эффективной разгрузки турбины необходимо сформировать управляющие импульсы через электрогидравлический преобразователь, соответствующим значением уровня сигнала (амплитуды), длительности и характером снятия управляющего воздействия. Работая с изменением амплитуды можно достигать более глубокой разгрузки, а работая с длительностью импульса можно влиять на скорость разгрузки. Однако при форме импульса в виде прямоугольного сигнала можно вызвать нарушения ДУ. Не допустить этого можно путем подачи более плавного импульса со спадающим задним фронтом по экспоненте, то есть замедлением восстановления мощности турбины. Однако применение данного метода осложнено индивидуальностью импульсных характеристик турбин, которые могут быть непостоянными даже на идентичных турбинах.

На схеме ниже представлена схема энергорайона, в который включена Березовская ГРЭС. Электростанция содержит в себе три энергоблока. Мощность каждого составляет 800 МВт. Выдача мощности осуществляется на ПС Итатская. В рамках данной работы будут рассмотрены возмущения, приводящие к нарушению динамической устойчивости, решение которых будет осуществлено посредством импульсной разгрузки генераторов Березовской ГРЭС.

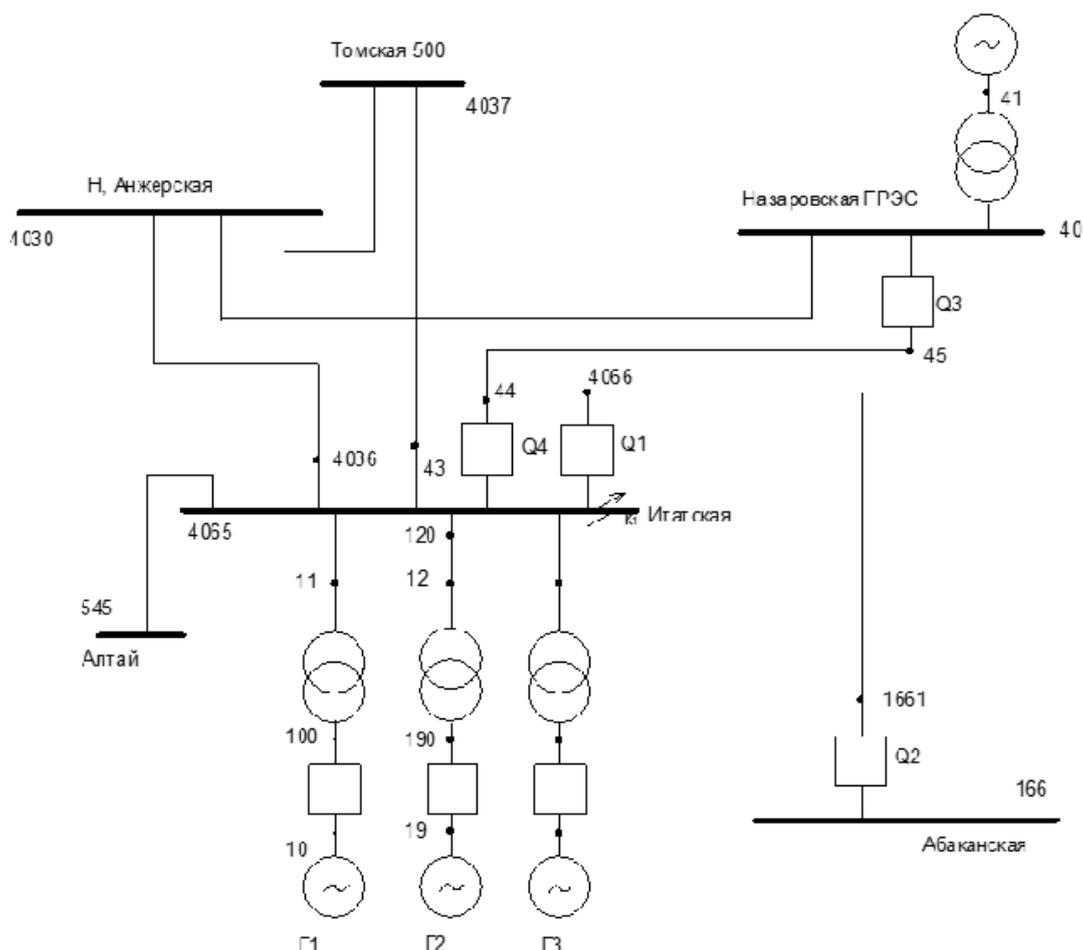


Рис. Схема энергорайона

Литература

1. Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Е.А. Пономарев, Р.В. Разумов; ООО Научно-производственное предприятие «ЭКРА». – Чебоксары: Издательство «Издательская фирма», 2014. – 177 с.
2. «Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах»: утверждены Приказом Минэнерго России от 29.08.18 №630. – Режим доступа <https://www.so-ups.ru>, свободный – (03.03.2024).

**ПРИМЕНЕНИЕ LVRT ХАРАКТЕРИСТИК ВОЗООБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ,  
УСТАНОВЛЕННЫХ НА НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСАХ**

**Хромов М.В.**

Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан

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

Солнечная энергетика играет все более значительную роль в современной нефтегазовой отрасли как источник чистой и устойчивой энергии. С каждым годом все больше компаний в области нефти и газа переходят на использование солнечной энергии для снижения зависимости от переработки и использования собственного сырья, сокращения выбросов парниковых газов и снижения эксплуатационных расходов.

Одним из примеров успешной реализации солнечной энергетика в нефтегазовой отрасли является ПАО «Лукойл», где компания «Хевел» реализовала проект СЭС наземного типа мощностью 10 МВт на территории Волгоградского нефтеперерабатывающего завода. Также нефтяные и газовые компании начали активно инвестировать в строительство солнечных электростанций для обеспечения собственных энергетических потребностей [3].

Таким образом, солнечная энергетика все больше внедряется в нефтегазовую отрасль, способствуя снижению затрат на энергопотребление и сокращению вредного воздействия на окружающую среду. Внедрение

солнечных технологий следует рассматривать как приоритетное направление развития нефтегазовой промышленности в будущем.

Из-за внедрения новых методов генерации появляются новые требования к защите и поддержанию устойчивости энергосистем на нефтегазовых месторождениях с использованием источников ВИЭ. В приказе министерства энергетики о надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, акцентируется внимание на требованиях и методах поддержания устойчивости энергосети с внедренными ВИЭ. Одним из таких методов контроля изменения поведения напряжения является LVRT (Low voltage ride through - прохождение через низкое напряжение) характеристика [2].

Функция LVRT, представленная на рисунке 1 заключается в том, чтобы инвертор мог получать данные об изменении напряжения, исходя из которых он может либо выключать, либо удерживать в работе альтернативные источники энергии в зависимости от длительности понижения напряжения, а также подавать мощность в электрическую систему.

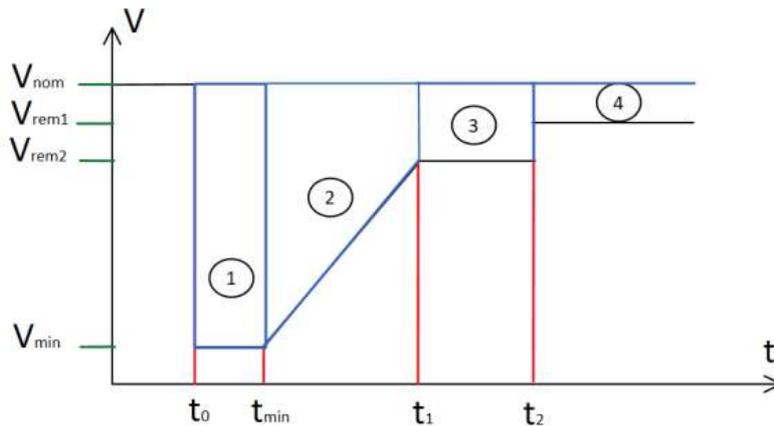


Рис. 1. Проходная способность по напряжению

На данный момент в документе об основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе возобновляемых источников энергии, сформированы требования к выдаче активной и реактивной мощности для различных условий подключения и защиты линий [1].

Исходя из требований системного оператора Российской Федерации, утверждено два рекомендуемых метода построения графиков LVRT, так же были утверждены области характеристик и условиях, представленных на рисунке 2 и на рисунке 3:

Область А – Объект генерации ВИЭ остается подключенным к электрической сети и работать в нормальном режиме;

Область В – Объект генерации ВИЭ остается подключенным к сети и поддерживать напряжение посредством выработки реактивной мощности;

Область С – Объект генерации ВИЭ может отключиться от сети, перейдя на HVRT (High voltage ride through - прохождение через высокое напряжение) характеристику.

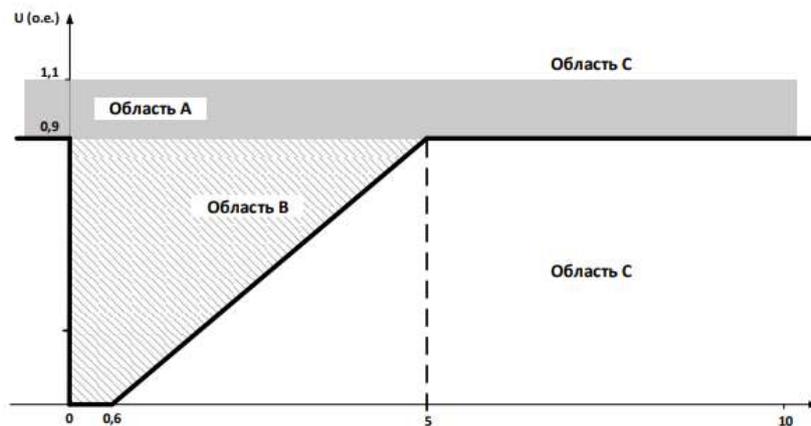


Рис. 2. LVRT-характеристика при наличии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

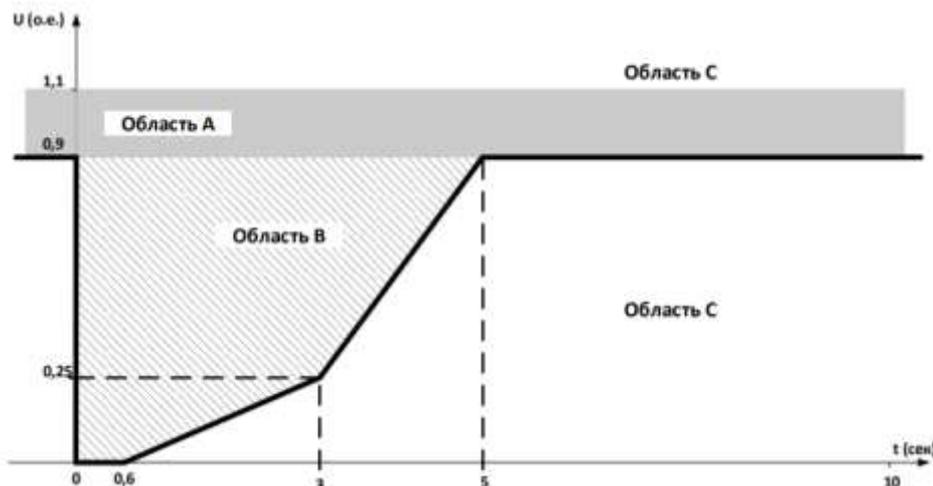


Рис. 3. Рекомендуемая LVRT-характеристика при отсутствии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

Снижение активной мощности, с учетом действий устройств противоаварийной автоматики, должно осуществляться со скоростью не менее 10 % от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в секунду или путем отключения группы генерирующего оборудования станции вплоть до ее полного отключения, чтобы обеспечить быстрое действие. Объект ВИЭ должен быть обеспечен автоматикой, которая сможет среагировать на снижение реактивной мощности, вследствие которого выдаст большое количество реактивной мощности для поддержания напряжения в рамках установленной PQ- диаграммы генерирующего оборудования- [4].

Интеграция LVRT характеристик также способствует снижению издержек на обслуживание и ремонт солнечных панелей, к которым могут привести короткие замыкания в сети, что в свою очередь повышает общую эффективность производства энергии. Кроме того, использование солнечных панелей с LVRT помогает снизить экологическую нагрузку за счет уменьшения выбросов парниковых газов.

#### Литература

1. Конституция Российской Федерации «Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации)» от 11.12.2023
2. «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики». Приказ Министерства энергетики РФ от 12 июля 2018 г. N 548
3. Солнечные электростанции в нефтегазовой отрасли // СекторМедиа URL: <https://sectormedia.ru/articles/solnechnye-elektrostantsii-v-neftegazovoy-otrasli/> (дата обращения: 25.02.2024).
4. Hannan A.M., Ammar A.A., Pin J.K. Power Quality Assessment of Grid-Connected PV System in Compliance with the Recent Integration Requirements, 2020.

### ЭКСТРАКЦИЯ ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Чернышов М.Н., Ульев Л.М.

Научный руководитель, профессор Л.М. Ульев

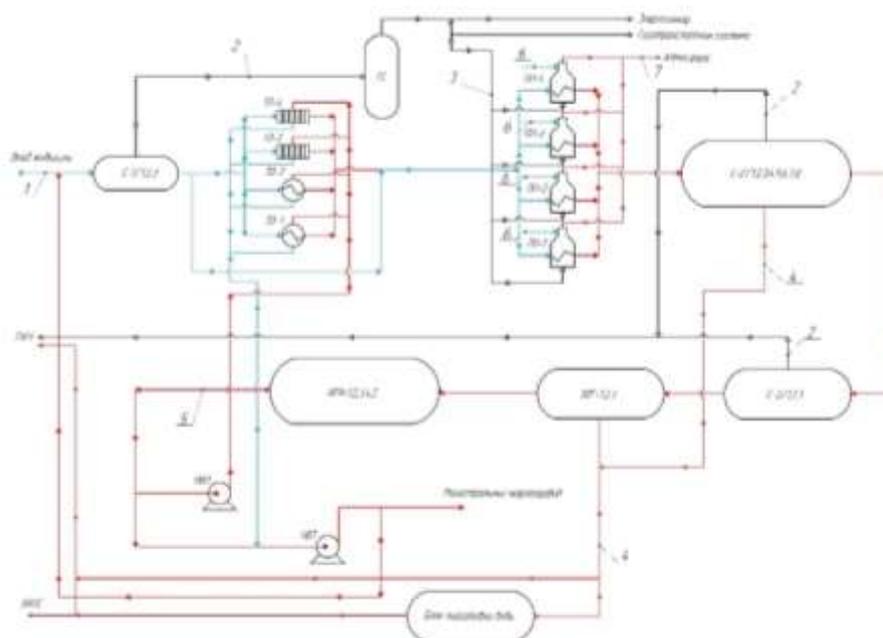
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день наблюдается устойчивая растущая тенденция потребления ископаемых энергоресурсов, но не смотря на систематическое увеличение доли возобновляемых источников энергии, проблема эффективного использования первых мало решена [1]. Так, нефтедобывающие предприятия имеют большое экономическое влияние для нашей страны, тем самым актуальность повышения энергоэффективности данного сектора имеет большое значение. Установки подготовки нефти, постепенно развиваются, аппаратное оформление становится более сложным, увеличивается протяженность коммуникаций, растут эксплуатационные и капитальные затраты, в связи с этим остро возникает потребность в увеличении энергоэффективности [2]. Закрыть потребность рационального использования энергоресурсов помогают многие методы, но наиболее целесообразным для промышленных установок является метод интеграции процессов [3]. Исходя из описанного заключаем, что использование методов интеграции позволяет значительно снизить энергопотребление [4]. В данной работе применяются основополагающие принципы и концептуальные методы применения пинч-анализа для снижения потребления тепло- и энергоресурсов на установке подготовки нефти.

Целью данной работы является экстракция данных для повышения энергоэффективности установки подготовки нефти.

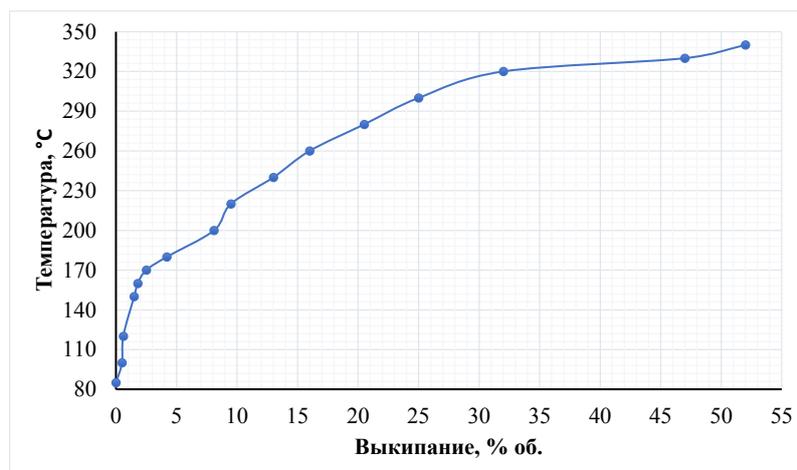
В ходе исследования установки были определены все технологические параметры, проведена экстракция данных, рассчитан материальный и тепловые балансы, составлена технологическая схема в программном обеспечении Aspen Hysys, составлена энерготехнологическая схема, что в дальнейшем позволило построить составные кривые в программном обеспечении Pinch 2.02 [5].

Для определения горячих и холодных тепловых потоков для построена энерготехнологическая схема представленная на рисунке 1.



**Рис. 1. Энерготехнологическая схема установки подготовки нефти: С – сепаратор; ГС – газовый сепаратор; ТО – теплообменник; ПП – линейный подогреватель; ЭДГ – электродегидратор; БЕН – буферная емкость нефти; НВП – насосная внутренней перекачки; НВТ – насосная внешнего транспорта; БКНС – блочная кустовая насосная станция; ГФУ – горизонтальная факельная установка; 1 – сырая нефть; 2 – попутный нефтяной газ; 3 – газ на горение; 4 – подтоварная вода; 5 – товарная нефть; 6 – воздух на горение; 7 – дымовые газы**

Для моделирования в среде Aspen Hysys была проделана разгонка исходной нефти, результаты фракционного состава представлены на рисунке 2.



**Рис. 2. Фракционный состав нефти**

После экстракции исходных технологических данных для проведения оценки потенциала энергосбережения было выделено 8 технологических потоков: пять горячих и три холодных, а также определены теплофизические свойства с помощью моделирующей среды Hysys, результаты представлены в таблице.

*Таблица*

**Потоковая таблица установки подготовки нефти**

№	Название потока	Тип	Ts, °C	Tt, °C	G, т/ч	C, кДж/кг*°C	CP, кВт/°C	ΔH, кВт
1	Товарная нефть	гор	46,3	20	244,7	2,3	156,3	-4108,8
2	Рецикл товарной нефти (острый нагрев)	гор	46,3	16,1	18,6	2,3	11,9	-358,6
3	Рецикл нефти в ТО	гор	46,3	20	13,9	2,3	8,9	-233,4
4	Подтоварная вода	гор	44,4	20	224,4	4,3	268,0	-6531,7
5	Дымовые газы	гор	326,7	150	5,4	1,101	1,65	-291,1
6	Сырая нефть	хол	12,6	46,3	475,8	2,55	336,7	11346,1
7	Подогрев топочного газа	хол	5	75	1,6	3,5	1,56	108,9
8	Воздух на горение	хол	5	75	12,0	0,999	3,3	232,8

Таким образом в данной работы была произведена экстракция исходных технологических данных, которые в дальнейшем позволяют построить сеточную диаграмму, составные кривые и на основании этого определять потенциал энергосбережения и синтезировать проект реконструкции системы теплообменного оборудования.

#### Литература

1. Ульев Л.М., Кузнецов М.Т., Гиль Т.А. и др. Повышение энергоэффективности установки подготовки и стабилизации нефти на промысле // Вестник Томского государственного университета. Химия. 2023. №32. С.172-184.
2. Канищев М.В., Мешалкин В.П., Ульев Л.М. Определение энергоэффективности установки первичной переработки нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 7,8. С. 80-92.
3. Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М. Основы интеграции тепловых процессов. Харьков: НТУ «ХПИ». – 2000. – 458 с.
4. Мешалкин В.П., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А. Основы энергоресурсоэффективных экологически безопасных технологий нефтепереработки: учеб. пособие – Харьков: НТУ «ХПИ», 2011. – 801 с.
5. Ульев, Л. М. Введение в пинч-анализ / Л. М. Ульев. – Санкт-Петербург: Лань, 2023. – 208 с.

### **СХЕМА ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ БРЕСТ-300**

**Шадрин А.В.**

Научный руководитель доцент, А.А. Суворов

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

На сегодняшний день электроэнергетическая система Томской области вырабатывает порядка 937,4 МВт и при этом является дефицитной. В пик потребления электроэнергии дефицит варьируется от 250 до 350 МВт от собственного максимума располагаемой генерации [1]. Но даже в пик потребления задействована не вся располагаемая мощность, а лишь 60-80 % от её части. Недостающая часть компенсируется за счет перетоков активной мощности из соседних энергосистем таких как: Новосибирская область одна воздушная линия (ВЛ) 110 кВ; Тюменская область две ВЛ 220 кВ и три ВЛ 110 кВ; Кемеровская область одна ВЛ 500 кВ, две ВЛ 220 кВ и одна ВЛ 110 кВ; Красноярский край одна ВЛ 500 кВ. В связи с этим встает вопрос о вводе новых генерирующих мощностей, одним из решений данного вопроса является ввод в эксплуатацию к 2030 году на территории закрытого административно-территориального образования города Северск уникального опытно демонстрационного энергоблока с реактором на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем Брест-300 проектной мощностью 300 МВт. Одним из важнейших факторов при проектировке новой электростанции является рассмотрение схемы выдачи мощности (СВМ), ведь успешная работа энергосистемы в значительной степени зависит от её способности обеспечить устойчивое и надежное электроснабжение потребителей, следовательно, необходимо рассмотреть СВМ Брест-300 по критерию статической и динамической устойчивости. Стоит отметить, что Брест-300 является атомной электростанцией, и его СВМ должна выдавать всю располагаемую мощность в нормальной и ремонтных схемах.

На рисунке представлен один из вариантов СВМ Брест-300, которой и будет рассмотрен в данной работе. Данный вариант представляется из себя три ВЛ 220 кВ отходящие от открытого распределительного устройства (ОРУ) Брест-300, в котором линии 101 и 103 будут подключены в точку раздела уже существующей линии Т202, и будут отходить на подстанцию (ПС) Восточная и ПС ЭС-2 соответственно, а линия 102 будет подключена к ПС ГПП-220.

Рассмотрение СВМ Брест-300 будет проводится строго по методическим указаниям по устойчивости энергосистем [2].

Нахождение максимальных допустимых перетоков активной мощности в рассматриваемом сечении (линии 101, 102, 103) для статической аperiodической устойчивости будет производиться в отечественном программно-вычислительном комплексе RastrWin3 [3] на эквивалентной схеме, включающей в себя сеть напряжением 110-220-500 кВ энергосистемы Томской области с помощью методики утяжеления режима, которая представляет из себя перераспределение выработки активной мощности между электростанциями и нагрузками.

В результате моделирования СВМ Брест-300 и расчетов было выявлено, что в рассматриваемом сечении «выдача мощности с ОРУ Брест-300» в зимних и летних режимах максимальных и минимальных нагрузок на 2030 год в нормальных и ремонтных схемах отсутствует ограничение на выдачу мощности энергоблока с ОРУ Брест-300 по условию статической устойчивости и допустимой токовой нагрузки оборудования.

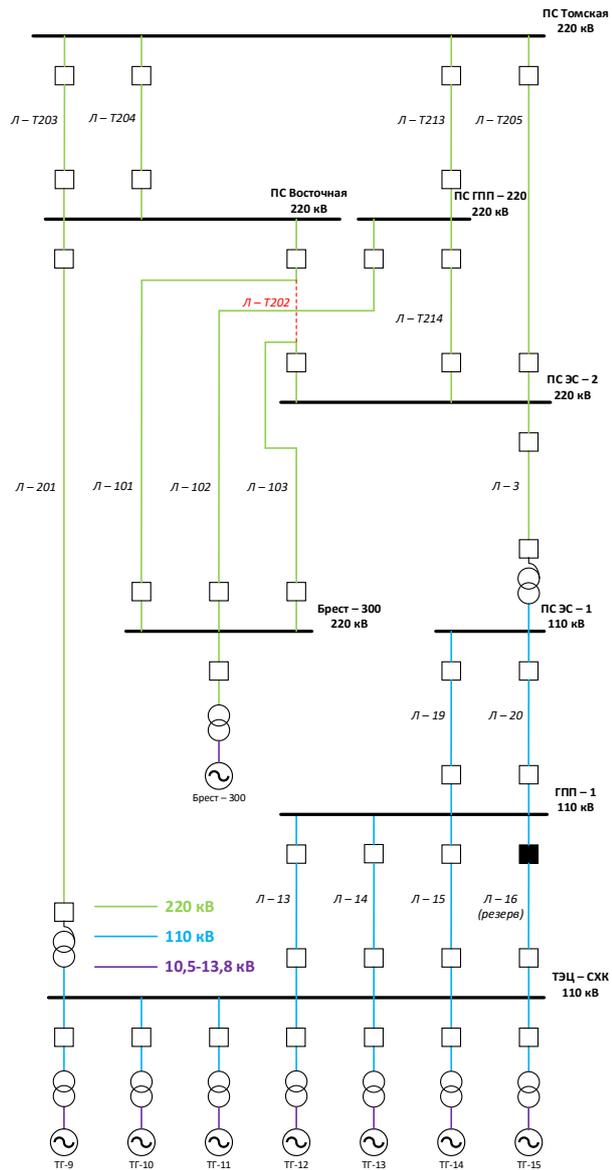


Рис. Рассматриваемый вариант СВМ Брест-300

#### Литература

1. «Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2022 - 2026 годов» [Электронный ресурс]: утверждена распоряжением Губернатора Томской области от 30.04.2021 №95 - р. – Режим доступа <https://depenerg.tomsk.gov.ru>, свободный – (03.03.2024).
2. «Методические указания по устойчивости энергосистемы» [Электронный ресурс]: утверждены Приказом Минэнерго России от 29.08.18 №630. – Режим доступа <https://www.so-ups.ru>, свободный – (03.03.2024).
3. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru>, свободный – (03.03.2024).

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРВИЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Шарифов Х.М.

Научный руководитель ассистент В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование первичного двигателя турбогенератора электростанции является важным аспектом разработки и оптимизации энергетических систем. Первичный двигатель турбогенератора осуществляет преобразование энергии топлива в механическую энергию вращения, которая затем передается на генератор для производства электричества [1,2].

Математическое моделирование представляет собой процесс создания компьютерной модели системы, основанной на математических уравнениях, которые описывают физические, химические или биологические процессы, происходящие в системе. При моделировании первичного двигателя турбогенератора, мы учитываем множество факторов, таких как механика, термодинамика, электромагнетизм, топливная система и динамика вращения ротора [3].

Основной целью математического моделирования является оптимизация работы первичного двигателя турбогенератора. Путем изменения параметров модели, таких как топливная смесь, давление, температура и скорость вращения, мы можем анализировать и прогнозировать работу двигателя в различных сценариях. Такой подход позволяет оптимизировать использование ресурсов, увеличивать эффективность работы и снижать отрицательное влияние на состояние окружающей среды. Преимущества математического моделирования включают возможность точного контроля над всеми процессами, происходящими в системе, а также экономическую эффективность и возможность проведения экспериментов без физического вмешательства. Например, мы можем анализировать работу двигателя при различных условиях внешней среды или оптимизировать его работу в условиях с переменной нагрузкой [4].

Все вышеописанные преимущества позволяют разрабатывать более эффективные, надежные и экологически безопасные энергетические системы. Математическое моделирование первичных двигателей турбогенераторов электростанций является важным инструментом для инженеров и ученых, которые стремятся создать новые и совершенствовать существующие энергетические решения.

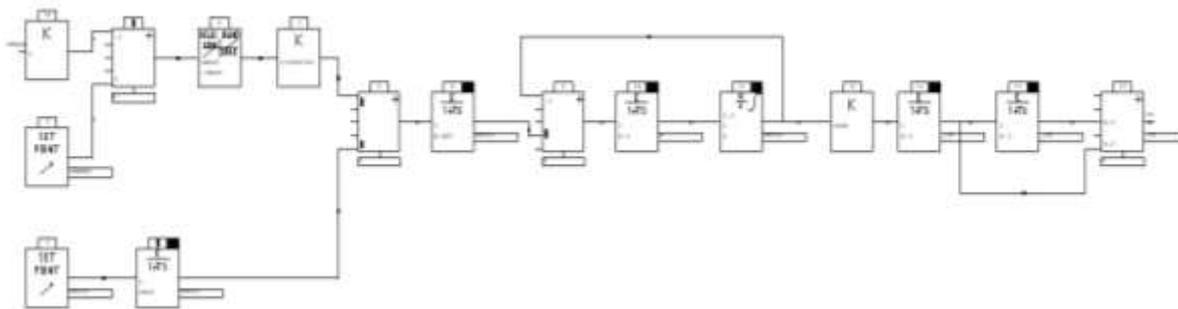


Рис. 1. Математическая модель первичного двигателя

Основные компоненты модели включают в себя:

1. Турбину: для моделирования работы турбины используются уравнения баланса массы, энергии и момента. Величину расхода пара в турбину определяют на основе данных по рабочему телу (обычно воде или пару) и применяют уравнение для определения скорости расхода на входе в турбину. Потери энергии учитываются с помощью эмпирических коэффициентов, которые зависят от типа турбины.

2. Генератор: для моделирования работы генератора используются уравнения электромеханического энергетического баланса. Входными данными являются момент инерции генератора, скорость его вращения, а также параметры сети, к которой подключен генератор (напряжение и частота).

3. Регулятор: для моделирования работы регулятора используются уравнения, описывающие его динамические свойства, такие как инерция и характеристика воздействия на управляемую переменную (например, подача пара в турбину). Входными данными являются желаемые значения управляемых переменных (например, заданный уровень мощности или запаса мощности) и информация о текущих значениях этих переменных.

Интегрирование уравнений движения и правил взаимодействия компонентов системы позволяет получить динамическую модель первичного двигателя турбогенератора электростанции. Это позволяет анализировать поведение системы в различных режимах работы, проводить симуляции и оптимизацию, а также разрабатывать и проверять алгоритмы управления.

Математическая модель первичного двигателя содержит следующие функциональные элементы:

1. «Сумматор» в данном случае осуществляется суммирование значения параметров нескольких блоков (блок 1).
2. «Константа» в данном блоке задается значение уставки частоты (блок 2).
3. «Зона нечувствительности» в данном блоке задаются значения для блока зоны нечувствительности

регулятора турбины (блок 3).

4. «Безынерционное звено» в данном блоке задается крутизна частотной характеристики регулятора турбины (блок 4).
5. «Сумматор» в этом блоке происходит суммирование параметров блоков 6 и 7 (блок 5).
6. «Апериодическое звено» данный блок воспроизводит передаточную функцию механизма управления турбиной (блок 6).
7. «Константа» в этом блоке задается значение мощности турбины (блок 7).
8. «Апериодическое звено» данный блок моделирует промежуточный золотник регулятора турбины (блок 8).
9. «Сумматор» в этом блоке происходит суммирование параметров блоков 8 и 11 (блок 9)
10. «Апериодическое звено» этот блок моделирует сервомотор регулятора турбины (блок 10).
11. «Интегратор с ограничителем» в данном блоке имитируется степень открытия регулирующих клапанов (блок 11).
12. «Безынерционного звено»: в этом блоке имитируется эквивалентный объёме пара (блок 12).
13. «Апериодическое звено» (блок 13).
14. «Апериодическое звено» в этом блоке задается значение промежуточного перегрева пара (блок 14).
15. «Сумматор» в данном блоке задается значение пара на выходе турбины (блок 15).
16. «Безынерционное звено» блок для измерения частоты ЭЭС (блок 16).

#### Литература

1. Плетнев Г. П., Штробель В. А., Мухин В. С. Исследования систем автоматического регулирования мощности парогенератора и турбины в режиме регулирования частоты // Теплоэнергетика. – 1972. – № 11. – С. 55-57.
2. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – Энергия, 1975.
3. Гусев А.С., Свечкарев С.В., Плодистый И.Л. Гибридный моделирующий комплекс для наладки АСУ ТП энергоблоков и тренажа персонала // Электроэнергия и будущее цивилизации: Матер. Междунар. научнотехн. конф. – Томск: Томский государственный университет, 2004. – С. 327–328.
4. Рабинович Р. С., Полонская М. А. Модели тепловых электростанций для расчета длительных электромеханических переходных процессов в энергосистемах // Электричество. – 1983. – № 3. – С. 11-19.

### ПРОБЛЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Шароян А.Б., Горяев А.О.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

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

Проблема электроснабжения удаленных потребителей нефтегазовой отрасли является одной из наиболее актуальных и сложных задач, с которыми сталкиваются компании этой отрасли. Недостаточная инфраструктура, отсутствие электросетей в удаленных районах, нестабильность работы оборудования – все это создает серьезные препятствия для нормального функционирования производственных объектов и повышения эффективности работы.

У удаленных потребителей нефтегазовой отрасли, можно выделить несколько основных проблем:

1. Длины линий в сети большая реактивная мощность, которую трудно компенсировать. Как следствие: низкий КПД и ТП работают примерно на половину от номинальной мощности. Поэтому на удалённых объектах ставятся ДЭС (дизельные электростанции).

2. На объектах нефтегазовой отрасли есть насосы, частотой которых необходимо управлять частотными преобразователями. Частотные преобразователи генерируют в сеть высшие гармоники. Из-за большого количества высших гармоник невозможно загрузить комплектную трансформаторную подстанцию до номинальных значений, гармоники греют трансформатор.

3. Топология и масштабы ЭЭС промышленного объекта могут меняться из-за увеличения добычи. Электротехнические установки (провода, генераторы) как правило тяжело доставлять на объект. Проблемы с логистикой.

4. От ЭС требуется высокая надёжность для жилых комплексов особенно в зимнее время, т. к. зимой в условиях холода это приведёт к быстрому остыванию помещения и заболеванию работников.

5. Также зимой необходима постоянная работа греющего кабеля на трубопроводах, загустевшую нефть тяжело качать по трубам, это приведёт к остановке производственного процесса.

6. Необходима постоянная работа насосов, без них не будет попутного газа, который необходим для генерации мощности.

7. Ограниченные возможности для внедрения современных технологий и систем управления энергопотреблением из-за отдаленности объектов и ограниченной доступности специалистов.

Использование водородной энергетики в электроснабжении удаленных потребителей нефтегазовой отрасли представляет собой перспективное и инновационное решение, которое может значительно улучшить энергетическую безопасность и эффективность производства.

Производство водорода на нефтеперерабатывающих заводах является хорошо известной технологией и было начато для удовлетворения растущего спроса на экологически чистое топливо и увеличения конверсии водорода и мощностей по его переработке. Водород необходим для преобразования тяжелых нефтяных фракций в более легкие продукты и для удаления серы, азота и металлов из многих нефтяных фракций. [1]

В отличие от кислорода водород практически не встречается на земле в чистом виде и поэтому извлекается из других соединений с помощью различных химических методов. Он может производиться из природного газа, а вредные отходы улавливаются для вторичного использования. Также, когда нефть поднимается из пласта вместе с водой, можно было бы отделять нефть и расщеплять воду на водород и кислород.

При использовании в топливных элементах водородная энергия оставляет минимальные потери, а после использования в качестве побочного продукта остается только вода, из которой снова можно добывать водород.

Водород содержит почти в три раза больше энергии, чем ископаемое топливо, поэтому для выполнения какой-либо работы его требуется гораздо меньше. Например, по сравнению с электростанцией, работающей на сжигании топлива с КПД от 33 до 35 %, водородные топливные элементы выполняют ту же функцию с КПД до 65 %. Для примера, у солнечных элементов КПД — 20 %, а у ветряных — 40 %. [2]

Можно сказать, что использование водородной энергетики в электроснабжении удаленных потребителей нефтегазовой отрасли представляет собой перспективное и инновационное решение, способное решить множество проблем, с которыми сталкиваются такие объекты. От длинных линий с большой реактивной мощностью до необходимости постоянной работы насосов и генерации мощности, водородная энергетика предлагает эффективное и экологически чистое решение.

Производство водорода на нефтеперерабатывающих заводах уже является хорошо известной технологией, которая может быть успешно применена для удовлетворения растущего спроса на экологически чистое топливо и увеличения конверсии нефтяных фракций. Водород играет ключевую роль в преобразовании нефти, обеспечивая более эффективное производство и улучшение процессов удаления вредных примесей.

Благодаря своей высокой энергетической плотности и минимальным потерям при использовании, водородная энергия представляет собой значительно более эффективный и экологически чистый источник энергии по сравнению с традиционными методами. Таким образом, внедрение водородной энергетики может значительно повысить энергетическую безопасность и устойчивость производства в нефтегазовой отрасли, обеспечивая инновационное и перспективное решение для решения множества проблем, с которыми сталкиваются удаленные объекты этой отрасли.

#### Литература

1. Rana Alkady Green Hydrogen: The Integration in The Oil, Gas Field. – Текст: электронный // EOG – 2024. – URL: <https://egyptoil-gas.com/features/green-hydrogen-the-integration-in-the-oil-gas-field/> (дата обращения 15.03.2024).
2. Кизимов В. Перспективы и недостатки водородной энергетики. – Текст: электронный // АО «Тинькофф Банк» – 2024. – URL: <https://journal.tinkoff.ru/news/review-vodorod/> (дата обращения 15.03.2024).

### **ПОВЫШЕНИЕ КОЛЕБАТЕЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК 4-ГО ТИПА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ СУБСИНХРОННЫМ УПРАВЛЕНИЕМ ДЕМПФИРОВАНИЯ Шароян А.Б., Улугбашев А.В.**

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

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

Как чистый и возобновляемый источник энергии, энергия ветра широко используется в последние несколько лет. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) с регулируемой частотой вращения, в том числе индукционные генераторы с двойным питанием (ИГДП) и с постоянным магнитным синхронным генератором (ПМСГ), широко используются благодаря своим превосходным свойствам управления.

При подключении к сети через полностью управляемые преобразователи напряжения ПМСГ обладает отличительными характеристиками работы в сети, такими как высокая эффективность работы, плавная интеграция в сеть в широком диапазоне скоростей и хорошая способность преодолевать неисправности. Поэтому она занимает все большую долю в недавно введенных в эксплуатацию ветряных электростанциях.

Однако в последнее время субсинхронный резонанс (ССР), связанный с подключенными к сети ВЭУ, вызывает большую озабоченность в научных кругах и промышленности. В октябре 2009 года в Техасе, США, состоялось аварийная ситуация, связанное с ВЭУ. Это было вызвано взаимодействием между управлением ИГДП и фиксированной последовательной компенсацией, приводящим к выходу из строя многих ВЭУ и повреждению их электрических цепей. Аналогичные инциденты с ССР были зафиксированы на ветряных электростанциях в Северо-Китайской энергосистеме. Этот возникающий тип ССР также называют субсинхронным управляющим взаимодействием (ССУВ) или субсинхронным взаимодействием (ССВ) из-за активного участия управления ВЭУ в формировании неустойчивых субсинхронных колебаний мощности.

Эти колебания исходили от ветряных электростанций с ПМСГ и распространялись далеко во внешние электросети. Амплитуда колебательной мощности иногда даже превышала амплитуду сети. В случае серьезного происшествия такие колебания даже стимулировали интенсивную крутильную вибрацию в близлежащих турбогенераторах, что приводило к отключению всех генераторов на электростанции из-за ее системы защиты от кручения.

Исследования системы показывают, что поблизости нет последовательной компенсации. А колебания субсинхронной мощности не согласуются с теми ранее описанными, которые индуцируются постоянными силовыми нагрузками, связью фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) или резонансными цепями. Это новый тип

субсинхронного взаимодействия между ВЭУ 4-го типа и подключенными к ним слаботочным сетям переменного тока. Поэтому существующих исследований недостаточно для объяснения его основного механизма. Дальнейшая работа должна быть проведена для выяснения его ключевых характеристик и доминирующих влияющих факторов.

Для решения этой новой проблемы ССВ представлена и обсуждается простая, но эффективная схема смягчения последствий, основанная на дополнительном субсинхронном управлении демпфированием (ДСУП). Как показано на рисунке 1, предлагаемый ДСУП подключается к сетевому преобразователю ПМСГ.

Он состоит из фильтра верхних частот, коэффициента усиления и фазовращателя. Фильтр высоких частот используется для выделения соответствующего субсинхронного сигнала и предотвращения помех нормальной функции управления сетевого преобразователя. Усиление и фазовращатель позволяют гибко регулировать амплитуду и фазу сигнала для достижения лучших характеристик управления.

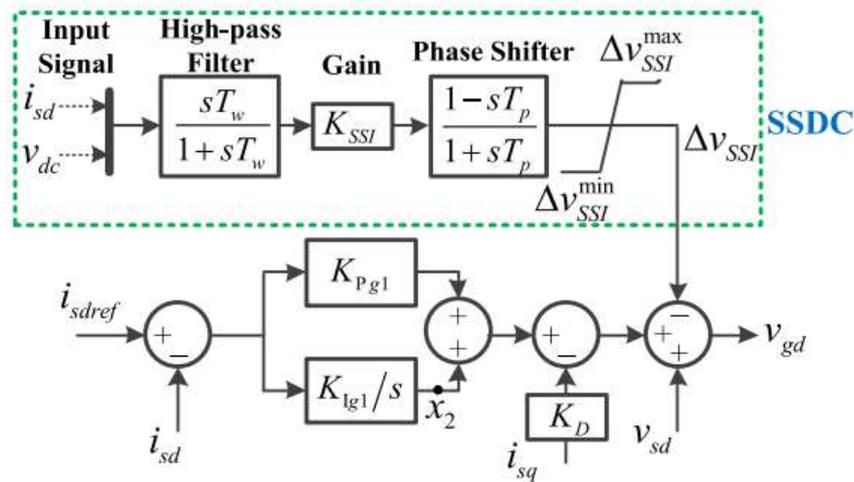


Рис. 1. Схема ДСУП в сетевом преобразователе [1]

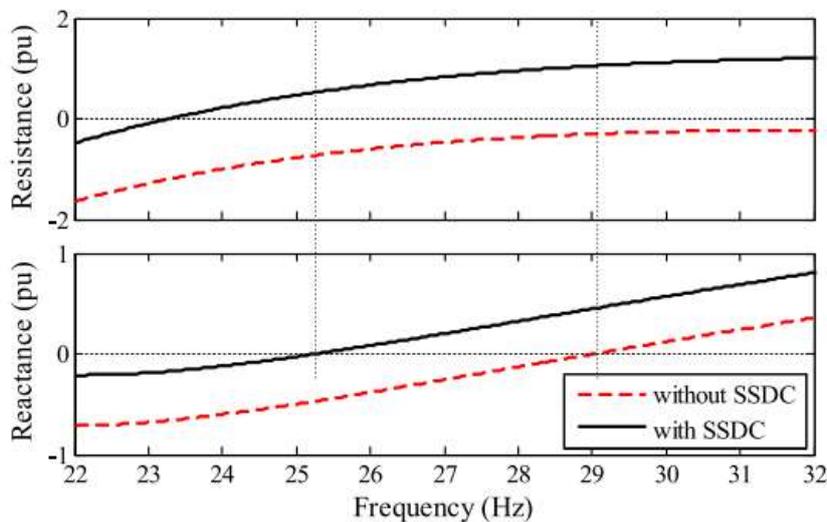


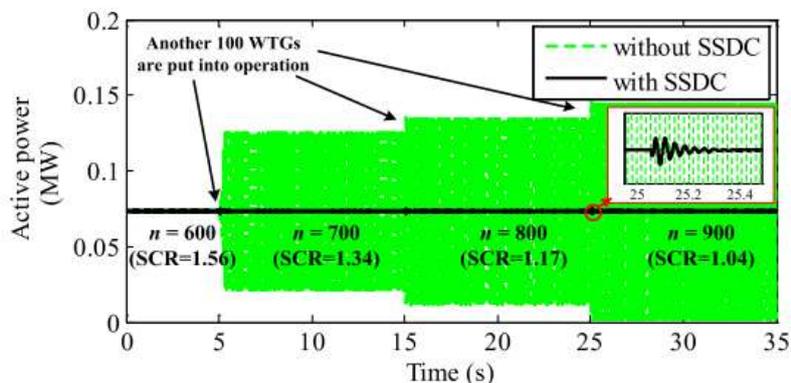
Рис. 2. Частотно-импедансные кривые  $D(s)$  с/без ДСУП (ККЗ = 1,17) [1]

Здесь в качестве входного сигнала выбирается  $i_{sd}$ . После тщательной настройки параметров ДСУП, его способность снижать ССВ проверяется с помощью анализа импеданса, а также нелинейного моделирования. Когда ДСУП подключен к сетевому преобразователю, кривая импеданс-частота  $Z_{ПМСГ}(s)$  показана пунктирной линией на рис.2, из которых условные обозначения ККЗ = 1.17 с ДСУП. Очевидно, что ДСУП может значительно увеличить сопротивление  $Z_{da}$ , в то время как он мало влияет на  $Z_{dq}$ ,  $Z_{qd}$  и  $Z_{qq}$ .

Для проверки влияния ДСУП на субсинхронные характеристики всей системы на рис.2 изображены импедансно-частотные кривые детерминанта  $D(s)$  при ККЗ, равном 1,17. Без ДСУП частота пересечения нуля составляет 29,03 Гц, где сопротивление отрицательное, что указывает на нестабильный ССВ. При вводе в эксплуатацию SSDC частота пересечения нуля снижается до 25,15 Гц. В этот момент сопротивление достаточно

положительное, что означает, что ССВ хорошо стабилизирован. Таким образом, демонстрируется способность ДСУП увеличивать сопротивление или демпфирование.

Типичный случай проиллюстрирован на рисунке 3, где приняты те же условия эксплуатации, что и в случае 2 в разделе III–С. Очевидно, что без ДСУП устойчивые колебания мощности возникают, когда количество подключенных к сети ВЭУ достигает 700, 800 или 900. Однако при включении ДСУП колебания быстро гаснут, как показано на увеличенном графике на рис. Эти результаты подтверждают, что ДСУП может эффективно стабилизировать ССВ, не влияя на нормальную работу ДСУП [1].



**Рис. 3. Верификация схемы ДСУП с помощью моделирования во временной области [1]**

Литература

1. Liu H. et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Т. 32. – № 6. – С. 4708-4720.

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ УСТРОЙСТВ  
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛА БМРЗ-51 ПРОИЗВОДСТВА НТЦ  
«МЕХАНОТРОНИКА»**

**Шахнович Д.И.**

Научный руководитель старший преподаватель Аскарлов А.Б.

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

Короткие замыкания возникают из-за нарушений изоляции электроустановок, обрывов проводов и ошибок персонала, таких как включение заземленного оборудования под напряжением или отключение разъединителя при нагрузке. Эти виды повреждений считаются наиболее опасными [5].

Чтобы предотвратить аварийные ситуации, используются специальные автоматические устройства, известные как релейная защита (РЗ). Они могут отключать выключатели поврежденных участков сети, выполнять необходимые операции для восстановления нормального режима работы или предупреждать дежурный персонал [1].

Микропроцессорная релейная защита – это система, используемая для защиты электрических сетей и оборудования. Она основана на применении микропроцессоров для обработки и анализа электрических параметров, таких как напряжение, ток и частота, с целью обеспечения надежной и точной реакции на возникающие неполадки или аварийные ситуации в электрических системах [9]. Микропроцессорная релейная защита обеспечивает более гибкие настройки и возможность обеспечения множества функций защиты, что делает её более эффективной по сравнению с традиционными методами релейной защиты [2].

В данной работе будет рассматриваться блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-51 производства НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург [6].

Комплекс выполняет ряд функций в области защиты, автоматики и управления выключателем, включая: токовую защиту (ТО), максимальную токовую защиту (МТЗ), ускорение МТЗ (УМТЗ), логическую защиту шин (ЛЗШ), дуговую защиту (ДГЗ), защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), защиту от несимметрии и обрыва фазы (ЗОФ), устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ), автоматическое повторное включение (АПВ) и другие функции управления выключателем. Блок обеспечивает отключение и включение выключателя по командам от защиты, автоматики, дискретных входов и интерфейсов коммуникаций. Он также осуществляет функции сигнализации и вспомогательные функции [6].

В работе будут проверяться следующие функции защиты: Токовая отсечка (ТО); Максимальная токовая защита (МТЗ); Логическая защита шин (ЛЗШ); Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ); Защита от несимметрии и обрыва фазы (ЗОФ); Автоматическое повторное включение (АПВ).

Схемы функционирования защит БМРЗ-51 работают по общему принципу:

1. Измерение тока – происходит под действием механизма выбора максимального значения.
2. Следующим этапом происходит сравнение значения с заданным в уставке, максимальным пороговым элементов с гистерезисом;

3. Путем логических сигналов определяется: назначенный пользователем сигнал для блокировки первой или второй ступени; определения время токовой характеристики; ввод в работу функций защит, действующих в зависимости от других функций защит [4].

В современном мире широко распространена практика проведения проверки систем управления в реальном времени в замкнутом цикле RTDS, для оценки различных устройств, таких как контроллеры систем постоянного тока (HVDC), статические компенсаторы мощности (SVC), тиристорные серийные компенсаторы (TCSC) и гибкие системы передачи переменного тока (FACTS). Сегодня все производители электронных систем используют симуляторы для разработки алгоритмов, анализа динамических характеристик и проведения заводских испытаний своих устройств и систем управления. Этот подход обладает несколькими существенными преимуществами:

- а) проведение независимого тестирования новых контроллеров;
- б) детальное изучение воздействия новых установок на сеть с учетом обратной связи модели с системой управления;
- в) обучение персонала по эксплуатации установок и систем управления без риска негативного воздействия на реальную сетевую эксплуатацию;
- г) проверка потенциальных изменений в управлении сетью или обновлений конфигурации до начала фактической эксплуатации.

С помощью модели электроэнергетической системы, симулятор RTDS имитирует различные виды коротких замыканий, включая КЗ с утяжелением и двойные КЗ на землю, при различных сетевых условиях для оценки эксплуатационных характеристик системы. Также симулятор RTDS может выполнять сценарии, автоматизируя последовательность испытаний, и взаимодействовать с устройствами по протоколу IEC 61850 для тестирования совместимых с этим протоколом устройств передачи данных.

Для проверки функций защит создана виртуальная схема электрической сети (рисунок 1) [8].

Для испытаний устройств релейной защиты на базе терминала BMP3-51 в ПК «RSCAD» будут проводиться следующие испытания: формирование 2-х, 3-х фазных коротких замыканий; формирование однофазного замыкания на землю; формирование 2-х фазного короткого замыкания с последующим прекращением КЗ [3].

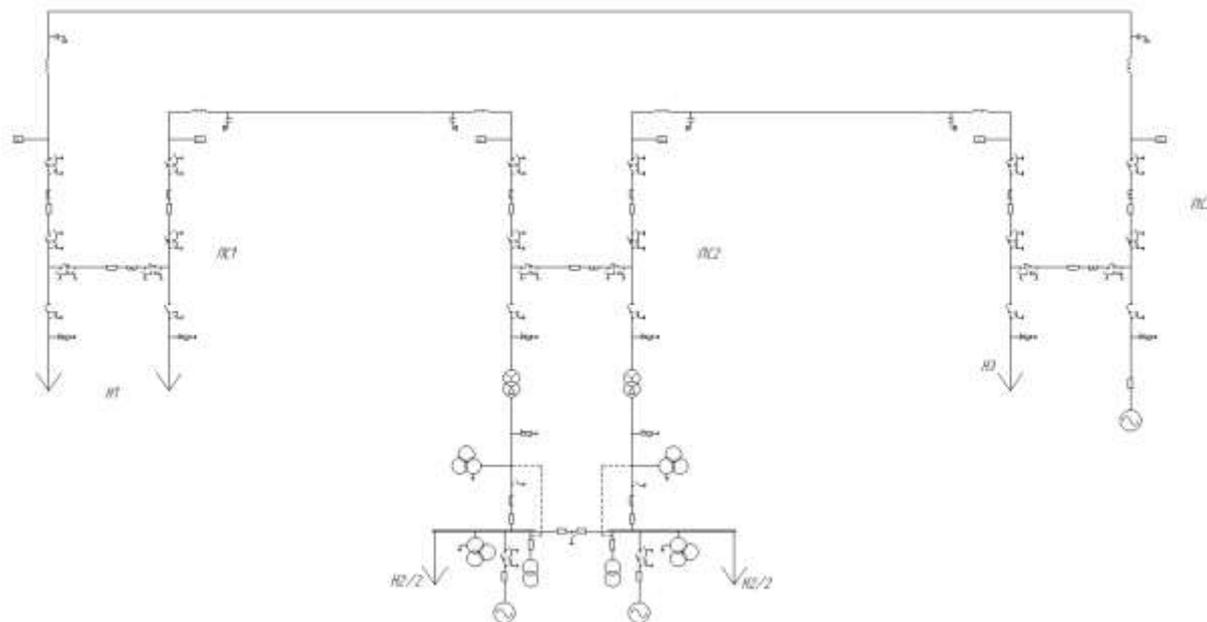


Рис. 1. Схема электрических соединений

#### Литература

1. Васильев А. Н. и др. Анализ количества и причин отключений в электрических сетях 0, 38... 10 кВ // Инновации в сельском хозяйстве. – 2018. – № 4. – С. 8-18.
2. Виноградов А. В., Колесов М. А. Способ автоматического восстановления питания потребителей электрической сети 6-10 кВ // Инновационные технологии механизации, автоматизации и технического обслуживания в АПК. – 2008. – С. 130-134.
3. Куценко Г. Ф., Парфёнов А. А., Бутенко А. В. Повышение надежности электроснабжения потребителей АПК при использовании пунктов автоматического резервирования // Вестник Гомельского государственного технического университета им. ПО Сухого. – 2000. – № 1 (1). – С. 053-058.
4. Максимов Б. К., Воротницкий В. В. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6-10 кВ с применением реклоузеров с целью повышения надёжности электроснабжения потребителей // Электротехника. – 2005. – № 10. – С. 7-22.

1. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7– Новосибирск: «Норматика», 2020. – 499 с.
2. Руководство по эксплуатации блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ / НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург: 2023 – 109 с.
3. Федосеев А. М. Федосеев МА Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. // М.: Энергоатомиздат. – 1992.
4. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем // М.: Энергоатомиздат. – 1998. – Т. 4.– № 7.
5. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007 – 549 с.

### **ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЖИГАНИЯ И ГОРЕНИЯ Пеллетированных топлив из биомассы**

**Шведов Д.К., Дорохов В.В., Г.С. Няшина Г.С.**

Научный руководитель доцент Г.С. Няшина

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

**Введение.** Биомасса представляет собой универсальное и широкодоступное сырье, которое может быть использовано для выработки тепловой энергии [1]. Объемы использования биомассы для производства тепловой энергии значительно увеличились за последние десятилетия. Это связано с тем, что биотоплива из древесных отходов являются возобновляемым источником энергии [2,3]. Использование биомассы в качестве углеродно-нейтрального ресурса имеет потенциал для сокращения выбросов парниковых газов, а также позволяет сохранить ископаемые ресурсы. Для увеличения энергетической плотности и удобства эксплуатации прибегают к пеллетированию и гранулированию биомассы [4,5]. На сегодняшний день характеристики зажигания и горения композиционных топливных пеллет на основе биомассы и различных групп отходов остаются малоизученными. Учитывая высокий энергетический и экономический потенциалы данного вида топлива, целесообразно провести комплексное исследование композиционных топливных пеллет с целью их дальнейшего вовлечения в топливный сектор.

Настоящая работа направлена на экспериментальное исследование характеристик зажигания и горения пеллетированного топлива. Рассмотрены топливные пеллеты на основе сосновых опилок. В качестве функциональной добавки использовались твердые бытовые отходы (картон и пластик с долей 5 %, 10 %, 15 % масс.).

**Экспериментальное исследование.** Схема экспериментального стенда, используемого для определения характеристик зажигания и горения пеллетированных топлив, представлена на рисунке 1. В качестве исследуемых топлив использовались пеллеты на основе древесной биомассы и добавок пластика, картона и смеси пластика с картоном. Температура в камере сгорания варьировалась от 700 °С до 900°С.



**Рис. 1. Экспериментальный стенд**

На рисунке 2 представлены зависимости времен задержки газофазного и гетерогенного зажигания исследуемых топливных пеллет от температуры окислительной среды в камере сгорания. Время задержки газофазного зажигания – период времени, проходящий с момента начала нагревания пеллетированного топлива до момента начала зажигания парогазовой оболочки вокруг топлива. Задержка гетерогенного зажигания – это временной интервал между моментом начала нагревания топлива до момента инициации зажигания твердого остатка. Как ожидалось, повышение температуры окислительной среды приводит к снижению времен задержки газофазного и гетерогенного зажигания. Времена задержки газофазного зажигания снизилось на величину до 3,6 раз, а для гетерогенного зажигания сократились на величину до 1,4 раз.

Использование добавок картона, пластика и смеси картона с пластиком во всех экспериментах привело к увеличению времен задержки газофазного и гетерогенного зажигания исследуемых образцов. Причиной этого служит факт того, что при использовании добавок регистрировалось увеличение плотности образцов, что в свою очередь снижает скорость выхода летучих и в последствии уменьшает скорость накопления необходимой для зажигания концентрации летучих.

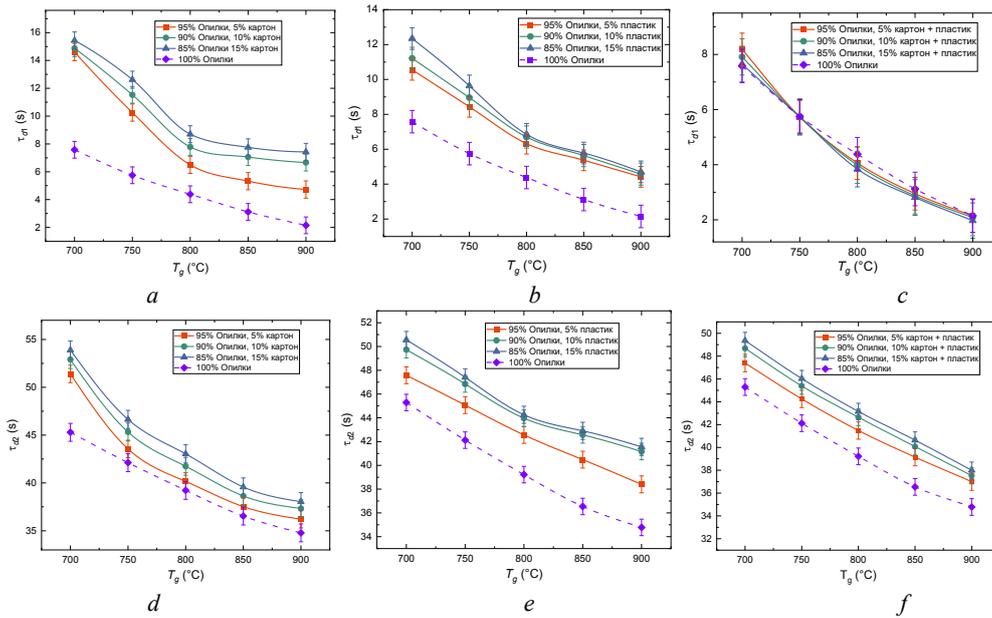


Рис. 2. Зависимости времен задержки газофазного (a, b, c) и гетерогенного (d, e, f) зажигания исследуемых топливных пеллет от температуры в камере сгорания

В ходе экспериментов установлено, что гетерогенное зажигание исследуемых пеллет происходит после выгорания парогазовой оболочки, сформировавшейся при выходе летучих в приповерхностном слое топлива. Соответственно, длительность задержки газофазного зажигания и горения оказывала непосредственное влияние на время задержки гетерогенного зажигания. Увеличение доли добавки картона и пластика приводит к значительному росту времени задержки газофазного зажигания. Несмотря на это, при использовании в качестве добавки смеси картона с пластиком наблюдается интересная особенность. Времена задержки газофазного зажигания данных смесевых пеллет оказались сопоставимы с пеллетами без добавок. В зависимости от температуры окислительной среды, различия во времени задержки газофазного зажигания составили не более 3-8 %. Данный эффект обусловлен совместным термическим разложением пластика и целлюлозы, которая в значительном количестве содержится в картоне. В данном исследовании величину синергетического эффекта на времена задержки газофазного зажигания можно оценить, как разницу во временах задержки газофазного зажигания между топливными пеллетами с добавками смеси картона и пластика 10 % и пеллетами с добавками картона и пластика с долями 5 %, поскольку в составе смеси соотношение картона и пластика составляет 1:1. Благодаря высокой доле целлюлозы в составе картона удастся добиться столь значительного снижения времен задержки зажигания. В зависимости от температуры окислительной среды, благодаря совместному использованию картона и пластика в составе трехкомпонентных топливных пеллет удастся снизить времена задержки зажигания на величину от 1,34 до 2,24 раз.

**Заключение.** Экспериментально установлено, что наименьшими временами задержки зажигания характеризуются композиционные топлива с использованием смеси картона и пластика в качестве добавки. В зависимости от температуры окислительной среды, благодаря совместному использованию картона и пластика в составе трехкомпонентных топливных пеллет удастся снизить времена задержки зажигания на величину от 1,34 до 2,24 раз. Максимальные задержки газофазного зажигания регистрировались для образцов, имеющих в своем составе картон с долей 15 %. Время задержки газофазного зажигания таких пеллет, по сравнению с образцами без добавок, увеличилось до 3,45 раз.

#### Литература

1. Faraca G., Tonini D., Astrup T. F. Dynamic accounting of greenhouse gas emissions from cascading utilisation of wood waste // Science of the Total Environment. – 2019. – Т. 651. – С. 2689-2700.
2. Schipfer F. et al. The European wood pellets for heating market - Price developments, trade and market efficiency // Energy. 2020. Vol. 212. P. 118636.
3. de Almeida Moreira B.R. et al. Fuel-flexible biomass off-gassing: The impact of antioxidant spent coffee grains on emissions of CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, and VOCs, physical deposits, and combustion in wood pellets // Ind. Crops Prod. 2024. Vol. 208. P. 117748.
4. Hossain M.U., Leu S.-Y., Poon C.S. Sustainability analysis of pelletized bio-fuel derived from recycled wood product wastes in Hong Kong // J. Clean. Prod. 2016. Vol. 113. P. 400-410.
5. Martínez-Guido S.I. et al. The integration of pelletized agricultural residues into electricity grid: Perspectives from the human, environmental and economic aspects // J. Clean. Prod. 2021. Vol. 321. P. 128932.

**ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ  
«ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ»**

**Якименко К.К.**

Научный руководитель доцент С.М. Юдин

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

Одним из ключевых направлений деятельности Системного оператора является оценка эксплуатации и результатов функционирования устройств релейной защиты и автоматики, что подразумевает выявление причин неисправностей и разработку оптимальных решений по совершенствованию устройств РЗА [1]. Одним из таких решений является установка на объектах электроэнергетики современных комплексов релейной защиты с применением технологии «Цифровая подстанция».

Ключевыми аспектами цифрового программно-аппаратного комплекса подстанции является регламентированное представление данных для свободного использования устройств разных производителей и оцифровка всего объема измерений, сигналов и команд, характерных основному электрооборудованию и устройствам защиты, контроля, управления и мониторинга [2]. Оцифровка допускает переход на совершенно новый уровень реализации работы оборудования подстанций, функций защиты, управления и контроля, позволяя снизить количество оборудования, кабелей, помех, а также снижая затраты по расширению подстанций. Стоит отметить, что актуальный уровень развития продвигаемых практических решений в этой области отчасти и интерпретирует определение «цифровой подстанции» на сегодняшний день.

Использование технологии ЦПС позволяет улучшить эффективность функционирования РЗА по сравнению с классическими микропроцессорными устройствами защиты с 95,6 % до 95,9 % из-за устройств самодиагностики и резервирования элементов схемы защит и вплоть до 97,2 % в будущем за счет совершенствования существующей методики ТО, которая способствует полноте проверок защит [3].

Однако отсутствие или недостаточность в электроэнергетической отрасли нормативно-технической документации, включающих требования к проектированию, настройке, эксплуатации «Цифровых подстанций», требования к устройствам РЗ, СА, ПА, РАС, и ОМП на базе МЭК 61850, организации «шины процесса» и «шины станции» создает риски неправильного функционирования устройств защиты и автоматики, что непосредственно влияет на надежность работы Единой энергетической системы России в целом. Также проблемы могут возникнуть из-за отражения не всех особенностей функционирования оборудования, и каждый производитель обладает относительной свободой в реализации, что в последующем может отразиться на совместной работе устройств разных производителей. В связи с вышесказанным проекты с применением технологий ЦПС для организации релейной защиты ЛЭП и оборудования на особом контроле у исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС». Распределение ответственности за технические решения фиксируют соответствующими протокольными решениями по каждому объекту электроэнергетики, где в основном собственники несут ответственность в части выбора топологии и методов резервирования информационной сети, проверки обеспечения быстродействия на соответствие требованиям МЭК 61850-5 и т.д. Филиалы АО «СО ЕЭС» осуществляют лишь рассмотрение и согласование документации и решений по устройствам РЗА.

Более того, в ходе опытной эксплуатации устройств релейной защиты ЦПС возникли трудности по типу нарушений синхронизации точного времени, что приводит к неисправности SV-потоков, или же при наложении осциллограмм, полученных от электромагнитных и оптических трансформаторов тока, выявлено расхождение между одноименными фазами по разному ряду причин. Типовыми проектными решениями может быть предусмотрено полное резервирование инновационных функций РЗ и СА, существующими классическими устройствами РЗА для исследования особенностей работы на период опытной эксплуатации.

Отсутствие достаточной квалификации специалистов также является проблемой, которую необходимо решить в целях повышения качества рассмотрения проектной/рабочей документации. В целях повышения квалификации рекомендуют проходить курсы для персонала по Стандарту МЭК 61850.

Еще одним немаловажным аспектом является используемое оборудование. В настоящее время в условиях сложной геополитической ситуации доступ к западному оборудованию может не представляться возможным либо же крайне осложнен. Поэтому возможны ситуации, когда на рынке представлен только один производитель, что в отсутствие конкуренции негативно сказывается на развитии сферы и рынка. Это может выливаться в ситуации, когда устройства по отдельности работают верно, но в совокупности возникают ошибки, причины возникновения которых занимают очень много времени для выяснения.

Подводя итог вышеописанному, приведу основные сложности на пути внедрения цифровых подстанций и технологий, связанных с протоколом МЭК 61850:

- необходима выработка общих принципов и не одно совместное техническое совещание по вопросам внедрения цифровых электрических сетей в ЕЭС России;
- доступность, стоимость и совместимость оборудования;
- квалификация специалистов;
- нехватка опыта при проектировании и эксплуатации.

Литература

1. «Информация о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России в 2023 году» [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-base/rza/rza-account-analys/rza-results-info/2023>, свободный – (10.03.2024).

2. «Цифровая подстанция согласно НТД» [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://raschet.info/cifrovaya-podstanciya-soglasno-ntd/>, свободный – (10.03.2024).
3. Симаков А. В., Харламов В. В., Чернев М. Ю. Разработка математической модели функционирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций // Омский научный вестник. 2023. № 1 (185). С. 93–98. DOI: 10.25206/1813-8225-2023-185-93-98.

## СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	5
<b>Секция 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ</b>	
<b>Mohammed Al-Shargabi, Shadfar Davoodi, Mohammed Al-Rubaii, V.S. Rukavishniko</b> A ROBUST HYBRID REAL-TIME MODEL FOR HOLE CLEANING CONDITIONS BASED ON CONCENTRATION OF CUTTINGS IN THE ANNULUS .....	11
<b>Piskunov S., Davoodi S.</b> HORIZONTAL WELL PRESSURE PREDICTION APPLYING MACHINE-LEARNING MODEL .....	13
<b>Polianskii V.A.</b> EFFECT OF WELL DESIGN AND GEOLOGICAL FEATURES ON «FISHBONE» WELL PERFORMANCE (FIELD X CASE STUDY) .....	15
<b>Азаров А.В., Сердюк И.М.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ НА ПАРАМЕТРЫ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ВБЛИЗИ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОЛОСТИ.....	18
<b>Ал-обаиди Софян Самеер, Харламов С.Н.</b> РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА И УСТРАНЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ ТРУБ .....	20
<b>Антипьев В.В.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТАЙНОЙ КОЛОННЫ.....	22
<b>Афранежад А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ИРАНЕ .....	24
<b>Брюхов Р.Д.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИНТЕТИЧЕСКИХ СОРБЕНТОВ НЕФТИ .....	26
<b>Букша С.А.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ КАНАЛОВ ПРИ РАДИАЛЬНОМ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА .....	28
<b>Гришаев В.Ю., Коротков Р.Н.</b> ПРОЦЕССЫ МОЛЕКУЛЯРНОЙ ДИФФУЗИИ И КОНВЕКЦИИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ГАЗА .....	30
<b>Диенг А.</b> ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В САНТОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ .....	31
<b>Ефременко И.В.</b> ПРИМЕНЕНИЕ ОПЦИЙ МНОГОВАРИАНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ДИЗАЙНА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	32
<b>Ефремов Р.А., Горячева А.Е.</b> РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН ВДОЛЬ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОЛОСТИ .....	34
<b>Земзюлин Е.В.</b> ИЕРАРХИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН И ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ .....	36
<b>Ким В.В.</b> АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПОВЕРХНОСТНОЙ СЕТИ СБОРА ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ .....	37
<b>Корнев А.И., Максимова Ю.А.</b> МЕТОДИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ .....	39
<b>Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТЬЕВОГО СТРУЙНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ.....	41
<b>Кулаков М.В.</b> АНАЛИЗ ПРОЦЕССА СЕДИМЕНТАЦИИ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК В НЕНЬЮТОНОВСКОЙ ЖИДКОСТИ.....	43
<b>Кучерова Ю.Д.</b> КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ПО СГЛАЖИВАНИЮ ТРЕНДОВ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА БАЗЕ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ .....	45
<b>Кушнер Л.Е., Никульчиков А.В.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В КОРПУСЕ ЦЕНТРОБЕЖНОГО ДИСПЕРГАТОРА.....	46
<b>Моногов Б.</b> ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА КОНФИГУРАЦИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	48
<b>Мочалова А.А.</b> ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МУН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ И ОСОБЕННОСТИ ПОДХОДА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ.....	50
<b>Низомиддинов М.И.</b> СТРАТЕГИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО КЛЮЧА ГКШ-1500 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ.....	51
<b>Петров А.Е.</b> ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ВЛИЯНИЯ ВАРИАТИВНОСТИ ПРОФИЛЯ ДОБЫЧИ НА СЕТЬ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА .....	54
<b>Полянский В.А.</b> УПРОЩЕННАЯ ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ОТ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП И МГРП НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ.....	56
<b>Ртищева А.В., Пашкина У.Н.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ .....	58
<b>Селиванов Н.А.</b> ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК КАК ОПТИМАЛЬНЫЙ МЕТОД ДОБЫЧИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА.....	60
<b>Соколов А.А.</b> МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАПАДНО-КАТЪЛЬГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	62
<b>Сытникова С.А.</b> ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	64

<b>Терехов Д.И., Смирнова Н.А.</b> РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОБОПОДГОТОВКИ И АНАЛИЗА ГАЗОВ, РАСТВОРЁННЫХ В ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРИРОДНЫХ ВОДАХ.....	66
<b>Хагай Д.Э., Хагай Е.С.</b> РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ.....	68
<b>Хаязкин А.С.</b> ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ НА КОЛИЧЕСТВО АДСОРБИРОВАННОГО ПАВ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ ПРИ РАЗЛИЧНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА .....	70
<b>Чалова П.О.</b> ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ БАШКИРСКОГО СВОДА .....	72
<b>Чуриков Л., Фирсов Н.В.</b> УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫРАБОТКИ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА МОБИЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА .....	74

### Секция 7. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА\

<b>Александрина П.Е., Корниенко Д.А.</b> ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВОДНОГО РАСТВОРА НА НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ В ПРОЦЕССЕ ИХ ВЫДЕРЖКИ.....	76
<b>Базаров Б.И.</b> АНАЛИЗ МЕТОДОВ ГЕОМЕТРИЧЕСКОГО СИНТЕЗА НЕКРУГЛЫХ ЗУБЧАТЫХ КОЛЁС ПЛАНЕТАРНОГО МЕХАНИЗМА РОТОРНОЙ ГИДРОМАШИНЫ .....	77
<b>Башуров К.А.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНОГО АГРЕГАТА НАПОРНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ .....	78
<b>Бубнова А.Р., Калачева Л.П., Иванова И.К., Портнягин А.С., Иванов В.К.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ЗОНЫ СТАБИЛЬНОСТИ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА С УЧЕТОМ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД .....	82
<b>Высотин Н.С.</b> КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ПРИМЕНЕНИЯ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ПРИ ДИАГНОСТИЧЕСКОМ ОБСЛЕДОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	84
<b>Галушкина З.К.</b> ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ .....	86
<b>Горелов И.В.</b> ПРОБЛЕМАТИКА ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ЗАКОНЧЕННОГО ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА НА ПРИМЕРЕ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА .....	88
<b>Гундрум А.В.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ КОРПУСА ТРУБОПРОВОДНОЙ ЗАДВИЖКИ.....	89
<b>Зубарев Д.А., Волкова Г.И.</b> ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА СОСТАВ И АНТИОКСИДАНТНЫЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ .....	91
<b>Иванов В.К., Иванова И.К., Калачева Л.П., Портнягин А.С., Бубнова А.Р.</b> ВЛИЯНИЕ ЗАСОЛЕННОСТИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ НА СОСТАВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГИДРАТЕ.....	93
<b>Комаров К.С.</b> ЗАДАЧА ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ГЕОМЕТРИИ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО (РВС) .....	95
<b>Корниенко Д.А.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЫНУЖДЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ НА УЧАСТКИ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКОГО ТРУБОПРОВОДА .....	96
<b>Лаптсва А.Ю.</b> РАСЧЕТ ЭРОЗИИ С ПОЛИДИСПЕРСНЫМ СОСТАВОМ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОЙ КОРРОЗИИ ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА .....	97
<b>Лобанов М.В., Виноградов Е.Ю.</b> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГАЗОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ .....	100
<b>Пиунов А.С.</b> АНАЛИЗ ПЕРЕДАЧ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ТЕЛАМИ КАЧЕНИЯ .....	102
<b>Попов Д.О.</b> РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКИМ ИЗГИБОМ.....	104
<b>Раецкая А.Н.</b> ВЛИЯНИЕ СМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ РАЗНОГО СОСТАВА НА СТЕПЕНЬ ИНГИБИРОВАНИЯ ПРИСАДКИ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ.....	106
<b>Романов С.П.</b> ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ЗАЧИСТКЕ .....	107
<b>Смирнова Е.Ю., Волкова Г.И.</b> ВЫДЕЛЕНИЕ И СОСТАВ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕГО СЛОЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ .....	109

### Секция 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

<b>Грива Д.В.</b> ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ .....	112
<b>Григораш М.С., Чузлов В.А.</b> ФОРМИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА СТРУКТУРНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ.....	114
<b>Зыкова А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Ивашкина Е. Н., Сладков Д.Ю.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....	116

<b>Кашеков Д.Ю., Гончаров К.В., Олюнина Т.В., Садыхов Г.Б., Смирнова В.Б.</b> О ВОЗМОЖНОСТИ ПЕРЕРАБОТКИ ЗОЛ ТЭС ОТ СЖИГАНИЯ МАЗУТА .....	118
<b>Лещик А.В.</b> ОКИСЛЕНИЕ КУМОЛА КИСЛОРОДОМ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ СТенок РЕАКТОРА .....	119
<b>Меженин А.В., Сергеев Н.П.</b> ПЛОТНОСПЕЧЁННАЯ АНОРТИТОВАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ С ДОБАВКАМИ ОКСИДОВ МАГНИЯ И ЖЕЛЕЗА (III).....	121
<b>Мержигот М.И., Кривцов Е.Б.</b> СОСТАВ ПРОДУКТОВ РАЗДЕЛЬНОГО КРЕКИНГА ПОЛЯРНЫХ И НЕПОЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ОКИСЛЕННОГО ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ .....	123
<b>Пак А.Я., Мингажева Ю.Г.</b> ПРИМЕНЕНИЕ НАНОСЕКУНДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИМПУЛЬСОВ В ПРОЦЕССЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ БЛАГОРОДНЫХ И ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ РУДЫ .....	125
<b>Пантилов П.В.</b> ВЛИЯНИЕ ТЕТРАГИДРАТА АЦЕТАТА ЖЕЛЕЗА (III) НА МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС КРЕКИНГА ВЫСОКОСЕРНИСТЫХ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ.....	127
<b>Патрихин М.Ю., Дементьев А.Ю.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПАРОВОГО РИФОРМИНГА ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА .....	129
<b>Подогов С.А., Савинова О.В.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ И СИЛИКАТНОГО МОДУЛЯ НАТРИЕВОГО ЖИДКОГО СТЕКЛА .....	131
<b>Савченко А.С.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВКИ 2-МЕТИЛПИРИДИНА НА ГРУППОВОЙ И ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВЫ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ И ИХ АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ.....	133
<b>Свириденко Н.Н., Уразов Х.Х., Свириденко Ю.А., Сергеев Н.С.</b> КАТАЛИТИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ В ПРИСУТСТВИИ РАЗЛИЧНЫХ ДИСПЕРСНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ .....	135
<b>Сладков М.Ю., Волков М.А., Долганов И.М.</b> РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ ПРЕВРАЩЕНИЙ .....	136
<b>Сладков Д.Ю.</b> РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ РАЗБИЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ НА ПСЕВДОКОМПОНЕНТЫ .....	138
<b>Стельмах Е.А., Беляй Т.Л.</b> КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СОСТАВА ШЛАМОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ СИНТЕЗЕ МОЮЩЕ-ДИСПЕРГИРУЮЩИХ ПРИСАДОК СУЛЬФОНАТНОГО ТИПА .....	140
<b>Тажмуликов Д.Б., Пчелинцева И.В., Чузлов В.А.</b> СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ СО СТАЦИОНАРНЫМ СЛОЕМ КАТАЛИЗАТОРА .....	142
<b>Теркина А.К.</b> ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРЫ НАЧАЛА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ .....	144
<b>Цепелева Е.А., Назарова Г.Ю.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА БЕНЗИНА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГХ-МС И ГХ-ПИД.....	146
<b>Чекменёва Д.В., Смирнова Н.А.</b> ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ГИДРОКРЕКИНГА СМЕСЕВОГО СЫРЬЯ МЕТОДОМ ДВУМЕРНОЙ ГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ .....	148
<b>Чернышов А.О.</b> ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СЕРПЕНТИНИТА В ПРОИЗВОДСТВЕ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ.....	150
<b>Чурина С.С.</b> УТИЛИЗАЦИЯ (ПЕРЕРАБОТКА) УГОЛЬНОЙ ПЫЛИ МЕТОДОМ БРИКЕТИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЯЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА .....	151
<b>Школа М. В.</b> СИНТЕЗИРОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПАВ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПОЖАРОТУШАЩИХ ТЕХНОЛОГИЯХ .....	153

### **Секция 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

<b>Глушков Д.О.</b> ПИЛОТНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ГОРЮЧИХ ОТХОДОВ В СОСТАВЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ.....	155
<b>Petrov A.E.</b> OPTIMIZATION OF THE OIL AND GAS GATHERING NETWORK BASED ON THE USE OF AN INTEGRATED APPROACH .....	157
<b>Белкин В. Г., Космынина Н.М.</b> РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ РАБОТАЮЩИХ НА ПОПУТНОМ НЕФТЯНОМ ГАЗЕ .....	159
<b>Белоголов М.В., Кизириди В.Г., Зайцев А.С.</b> СИСТЕМА БЕСКОНТАКТНОГО ПЕРЕМЕШИВАНИЯ ЖИДКОСТЕЙ С АВТОМАТИЧЕСКИМ УПРАВЛЕНИЕМ.....	160
<b>Верходанов Д.А., Ашихмин А.Е.</b> АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВИХРЕВЫМ СЖИГАНИЕМ БИОДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ПРОМЫШЛЕННОМ ГОРЕЛОЧНОМ УСТРОЙСТВЕ .....	162
<b>Воропин Н.С., Космынина Н.М.</b> АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПОДСТАНЦИИ 35/6 КВ.....	164
<b>Дементьев Р.А.</b> ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	166
<b>Десятков А.В.</b> ВЛИЯНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ВИЭ НА ПАРАМЕТРЫ ЭЭС.....	167
<b>Емельянов С.Г., Плешко А.О., Паномарев Д.А.</b> ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОСПЛАМЕНЕНИЯ КАМЕННОГО УГЛЯ ПУТЕМ ДОБАВЛЕНИЯ БИОМАССЫ .....	169
<b>Иванов Н.С.</b> ВИРТУАЛЬНЫЙ СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОРА НА БАЗЕ СНЭЭ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	171

<b>Карташова К.А., Романов Д.С. СОВМЕСТНАЯ УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ И КОМПОНЕНТОВ РАСТИТЕЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ: ВЯЗКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ</b> .....	173
<b>Клименко А., Шлегель Н.Е. ВЛИЯНИЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРИСАДОК НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРЕНИЯ И ИЗМЕЛЬЧЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДОМАЗУТНЫХ ТОПЛИВ</b> .....	175
<b>Корытов Д.А., Радько П.П. РАЗВИТИЕ И МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ</b> .....	176
<b>Крюков Е.В., Бедретдинов Р.Ш., Гусев Д.А. ТИРИСТОРНЫЙ РЕГУЛЯТОР НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ</b> .....	177
<b>Кузнецов Д.М. РАЗРАБОТКА ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАСЧЕТА ГЕНЕРИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМИ ПАНЕЛЯМИ НА СУТКИ ВПЕРЕД ДЛЯ ЗАДАЧ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ</b> .....	179
<b>Купов Д.С. ЛИКВИДАЦИЯ ВОЗГОРАНИЙ ТВЕРДЫХ ОТДЕЛОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ С ПРИ ПОМОЩИ ФОРСУНОЧНЫХ УСТРОЙСТВ</b> .....	181
<b>Малькова Я.Ю. ВЛИЯНИЕ ОБЪЕКТА ВИЭ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЭС</b> .....	183
<b>Малюта Б.Д. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ МОДАЛЬНОГО АНАЛИЗА ЛИНЕАРИЗОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ</b> .....	185
<b>Моор Е.Н., Кузнеценкова Д.А. ПИЛОТНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА УТИЛИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ В СОСТАВЕ СУСПЕНЗИОННЫХ ТОПЛИВ</b> .....	187
<b>Муравьев Д.И., Лукутин Б.В. ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЁЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ СНЭ И СТАТКОМ</b> .....	189
<b>Нагибин П.С. УЛУЧШЕНИЕ ПРОЦЕССОВ СЖИГАНИЯ БЕДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОВОГО ГАЗОГИДРАТА</b> .....	191
<b>Надымова Н.П., Паушкина К.К. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЛАМИНИРОВАННЫХ КОМПОЗИТОВ</b> .....	193
<b>Перцевой М.О., Ачитаев А.А. ПОВЫШЕНИЕ ИНЕРЦИОННЫХ СВОЙСТВ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОДЕРЖАЩИХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ПРИ ПОМОЩИ АЛГОРИТМА ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА</b> .....	195
<b>Петрова А.Е., Малюта Б.Д. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОКОВОЙ СТУПЕНЧАТОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «РЕРЕАТ»</b> .....	196
<b>Платонов В.Д. ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ОГРАНИЧЕНИЯ</b> .....	198
<b>Радько П.П., Малькова Я.Ю. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЛОКА СИНТЕТИЧЕСКОЙ ИНЕРЦИИ В СОСТАВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ</b> .....	204
<b>Рец В.В. МЕТОДИКА УПРАВЛЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ</b> .....	206
<b>Самсонов Д.П., Рудник В.Е. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИХ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «РЕРЕАТ»</b> .....	208
<b>Скорюпин В.В., Романов Д.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ЗАЖИГАНИЯ И ГОРЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ ЖИДКИХ БИОТОПЛИВ НА ОСНОВЕ СВЕТЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ</b> .....	211
<b>Стрижак П.А., Швец А.С. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА МИКРОВОЛНОВОГО НАГРЕВА КОМПОЗИЦИОННОЙ БИОМАССЫ</b> .....	213
<b>Стулей Е.О., Рудник В.Е. МОДЕЛИРОВАНИЕ МОДЕЛИ 9-ТИ УЗЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «РЕРЕАТ»</b> .....	215
<b>Тарабукин С.А., Космынина Н.М. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ РОССИЙСКИХ ЗАВОДОВ ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ</b> .....	217
<b>Томалев А.А. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ</b> .....	219
<b>Третьяков А.Е. СОХРАНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС ПОСРЕДСТВОМ ИМПУЛЬСНОЙ РАЗГРУЗКИ</b> .....	220
<b>Хромов М.В. ПРИМЕНЕНИЕ LVRT ХАРАКТЕРИСТИК ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСАХ</b> .....	221
<b>Чернышов М.Н., Ульев Л.М. ЭКСТРАКЦИЯ ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ</b> .....	223
<b>Шадрин А.В. СХЕМА ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ БРЕСТ-300</b> .....	225
<b>Шарифов Х.М. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРВИЧНОГО ДВИГАТЕЛЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ</b> .....	227
<b>Шароян А.Б., Горязев А.О. ПРОБЛЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b> .....	228
<b>Шароян А.Б., Улугбашев А.В. ПОВЫШЕНИЕ КОЛЕБАТЕЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК 4-ГО ТИПА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ СУБСИНХРОННЫМ УПРАВЛЕНИЕМ ДЕМПФИРОВАНИЯ</b> .....	229

## СОДЕРЖАНИЕ

---

<b>Шахнович Д.И.</b> РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СРЕДЫ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛА БМР3-51 ПРОИЗВОДСТВА НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА» .....	231
<b>Шведов Д.К., Дорохов В.В., Г.С. Няшина Г.С.</b> ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЖИГАНИЯ И ГОРЕНИЯ ПЕЛЛЕТИРОВАННЫХ ТОПЛИВ ИЗ БИОМАССЫ .....	233
<b>Якименко К.К.</b> ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ» .....	235

Научное издание

## **ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР**

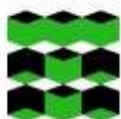
Труды XXVIII Международного молодежного научного симпозиума  
имени академика М.А. Усова,  
Посвященного 125-летию со дня рождения академика  
Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева  
и 130-летию со дня рождения члена-корреспондента  
Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова

**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