

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2025



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ- 2025

**Материалы
XX Международной научно-практической конференции
г. Уфа, 19-21 ноября 2025 г.**

**УФА
УНПЦ «ИЗДАТЕЛЬСТВО УГНТУ»**

2025

УДК 622.69
ББК 39.7
Т77

Редакционная коллегия:
С.М. Султанмагомедов (ответственный редактор)
А.М. Шаммазов
Р.Н. Бахтизин
И.Г. Ибрагимов
Б.Н. Мастобаев
С.В. Китаев
Р.Р. Хасанов
Р.Р. Ташбулатов
И.Ф. Кантемиров
А.Р. Валеев
А.К. Гумеров
Р.М. Каримов
Т.С. Султанмагомедов
Р.Р. Фарухшина
В.И. Муратова (секретарь)

Т77 **Трубопроводный транспорт – 2025:** материалы XX Международной научно-практической конференции / редкол: А.М. Шаммазов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2025.– 588с.

ISBN 978-5-7831-2604-8

Представлены материалы XX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2025», в которых отражены результаты научно-исследовательской, учебно-методической и практической деятельности работников вузов и промышленных предприятий в области трубопроводного транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

УДК 622.692
ББК 39.7

Материалы помещены в сборник в авторской редакции.

ISBN 978-5-7831-2604-8

© ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2025

© Коллектив авторов, 2025

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2025

Материалы

XX Международной учебно-научно-практической конференции

19-21 ноября 2025 г.

г. Уфа

Уважаемые коллеги!

От имени руководства Уфимского государственного нефтяного технического университета рад приветствовать участников XX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2025».

В 2025 году конференция посвящена знаменательной дате – 50-летию факультета трубопроводного транспорта. Юбилей – это не только красивая цифра, но и живая история, написанная яркими умами и преданными своему делу педагогами, чьё наследие продолжает вдохновлять новые поколения.

Пять десятилетий – это не просто цифра, а богатая история, воплощённая в трудах выдающихся преподавателей, учёных и истинных профессионалов, чьи имена составляют гордость факультета.

Конференция, традиционно проводимая совместно с ООО «НИИ Транснефть», открывает возможность обмениваться мнениями специалистов отрасли в формате живой дискуссии, представить самые актуальные научные разработки в области трубопроводного транспорта. Диалог между наукой и профильными предприятиями – ключ к успеху. Совместные усилия специалистов компаний и ученых УГНТУ помогают реализовывать крупные проекты в области проектирования, строительства и эксплуатации объектов транспорта энергоресурсов, а также внедрять энергоэффективные технологии. Неформальное общение на таких мероприятиях рождает самые плодотворные идеи.

Очень важно, что в этих дискуссиях участвует молодежь. Для студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов это бесценный опыт, который напрямую влияет на качество их подготовки и будущие профессиональные успехи.

Надеюсь, что конференция предоставит всем нам возможность для полезного обмена опытом и станет стимулом для новых достижений.



С уважением, ректор УГНТУ О.А. Баулин, 2025.

Уважаемые коллеги, гости, участники

XX Международной научно-практической конференции

«Трубопроводный транспорт – 2025»!



Я рад приветствовать вас на этом знаковом мероприятии.

Наша конференция приурочена к двум важным юбилеям. Во-первых, мы отдаем дань памяти и уважения 95-летию со дня рождения профессора Павла Ивановича Тугунова – легендарной фигуры в области трубопроводного транспорта. Именно он стоял у истоков создания в 1975 году факультета трубопроводного транспорта, 50-летие которого мы также отмечаем.

Благодаря в том числе и его инициативе у факультета появился свой корпус с уникальными лабораториями, а его дело последователи развивают и сегодня.

Уверен, что в эти дни конференция станет эффективной площадкой для профессионального диалога, где ученые и специалисты смогут обмениваться опытом и найти новые решения для развития отрасли.

Председатель

оргкомитета конференции

академик Академии наук РБ,

профессор, д-р техн. наук.

Шаммазов Айрат Мингазович

2025

Уважаемые коллеги!

От имени руководства и коллектива ООО «НИИ Транснефть» рад приветствовать участников юбилейной XX Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2025»!

По уже сложившейся традиции конференция в этом году приурочена к знаковым датам и посвящена 95-летию со дня рождения выдающегося учёного-механика, специалиста в области трубопроводного транспорта, доктора технических наук, профессора Павла Ивановича Тугунова и 50-летию факультета трубопроводного транспорта Уфимского государственного нефтяного технического университета.



Без разработок и научных идей П.И. Тугунова и его коллег было бы сложно представить проектирование и строительство магистральных нефте- и газопроводов большого диаметра, создание нынешнего топливно-энергетического комплекса страны. Именно в стенах Уфимского нефтяного института П.И. Тугунов вырос в одного из крупнейших отечественных специалистов, став основоположником целого ряда научных школ по гидравлике и трубопроводному транспорту, способствуя развитию научного потенциала факультета трубопроводного транспорта.

Профессорско-преподавательский состав факультета всегда отличали высокая компетентность и творческий подход в научной и педагогической деятельности. Плодотворные усилия целых поколений профессоров и преподавателей воплотились в значимых проектах, связанных с развитием фундаментальных и прикладных научных исследований в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

В современной высокотехнологичной экономике тесная интеграция образования, науки и реального сектора становится ключевым драйвером инновационного развития. Ярким примером такого эффективного союза является стратегическое сотрудничество Уфимского государственного нефтяного технического университета с организациями системы «Транснефть» и, в частности, с ООО «НИИ Транснефть».

Значимость этого партнёрства невозможно переоценить. Оно создаёт мощный синергетический эффект. Со стороны Уфимского государственного нефтяного технического университета – это глубочайший фундаментальный научный задел, многолетний опыт подготовки высококлассных инженерных кадров и доступ к талантливой молодёжи, мыслящей свежими, нестандартными категориями. Со стороны ООО «НИИ Транснефть» – это концентрация на прикладных задачах высочайшего уровня, понимание конкретных вызовов, стоящих перед трубопроводным транспортом, и доступ к уникальным производственным данным и полигонам для испытаний.

Особую значимость в этом сотрудничестве приобретает совместная научная конференция «Трубопроводный транспорт – 2025». Это мероприятие – не просто площадка для обмена информацией, а инструмент генерации идей, формирования долгосрочных целей и выявления «узких мест», требующих концентрации научных сил. Я убеждён, что многие из прозвучавших здесь докладов станут отправной точкой для новых исследований, опытно-конструкторских работ и диссертационных тем.

*С уважением,
Генеральный директор ООО «НИИ Транснефть»
А.О. Наумов*

ТАЛАНТЛИВОМУ УЧИТЕЛЮ ПОСВЯЩАЕТСЯ...

Конференция «Трубопроводный транспорт – 2025» приурочена к 95-летию профессора Павла Ивановича Тугунова – доктора технических наук, проректора по научной работе, заведующего кафедрой «Гидравлика и гидромашины» Уфимского нефтяного института, выдающегося ученого и крупнейшего специалиста в области трубопроводного транспорта, внесшего огромный вклад в успешное развитие отечественной науки и нефтегазового комплекса нашей страны.



Павел Иванович Тугунов внес большой вклад в технологии перекачки высоковязких нефтей с предварительным подогревом и в смеси с маловязкими

разбавителями, последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов, транспортировки газонасыщенной нефти и нестабильного газового конденсата, высоковязкой нефти в виде замороженных гранул, способов предотвращения парафинизации трубопроводов, применения тепловой изоляции резервуаров и нефтепроводов, улучшения реологических свойств перекачиваемых продуктов с помощью присадок, вибровоздействия, термо- и барообработки, испытания законченных строительством магистральных трубопроводов; защиты трубопроводов и резервуаров от коррозии и др.

Под руководством П.И. Тугунова 35 человек защитили кандидатские диссертации и 4 – докторские. Им опубликовано более 300 научных работ, в том числе 40 монографий, учебников и учебных пособий.

В разные годы П.И. Тугунов избирался членом Советского национального комитета международной ассоциации по гидравлическим исследованиям, секции трубопроводных систем Научного Совета Академии наук СССР по комплексным проблемам энергетики, экспертного совета ВАК СССР, секции трубопроводного транспорта Миннефтепрома СССР, головных советов Минвуза РСФСР в Ленинградском горном и Тюменском индустриальном институтах, председателем районного общества «Знание» Орджоникидзевского района г. Уфы и др.

За многолетнюю плодотворную работу Павлу Ивановичу были присвоены почетные звания «Заслуженного деятеля науки и техники Башкирской АССР (1978 г.) и Российской Федерации (1992 г.)», нагрудные знаки Министерства высшего и специального образования СССР «За отличные успехи в работе» и Миннефтепрома СССР «Отличник нефтяной промышленности».

Ученик Павла Ивановича Тугунова,

Почетный работник высшего профессионального образования РФ

Коршак Алексей Анатольевич

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОМБИНАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Акбашева

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов в районах распространения вечномёрзлых грунтов сопряжены со значительными инженерными трудностями. Деградация мерзлоты, которая усугубляется изменением климата – глобальным потеплением, угрожает устойчивости трубопроводных систем. Более 60% территории Российской Федерации занимает многолетняя мерзлота. Возникает серьезный вопрос, как возводить сооружения, прокладывать трубопроводы в северных районах нашей страны, какие методы инженерной защиты применять, чтобы предотвратить и сократить тепловое воздействие на ММГ.

В настоящее время основным и эффективным методом термостабилизации грунтов являются сезонно-охлаждающие устройства. Но существуют и альтернативные средства инженерной защиты, регулирующие температурный режим грунтов: солнцезащитные навесы, теплоизоляция трубопровода, покрытия грунта белой мраморной крошкой, биоматы.

На основе анализа практики проектирования и строительства ориентировочное соотношение методов представлены на рисунке 1.

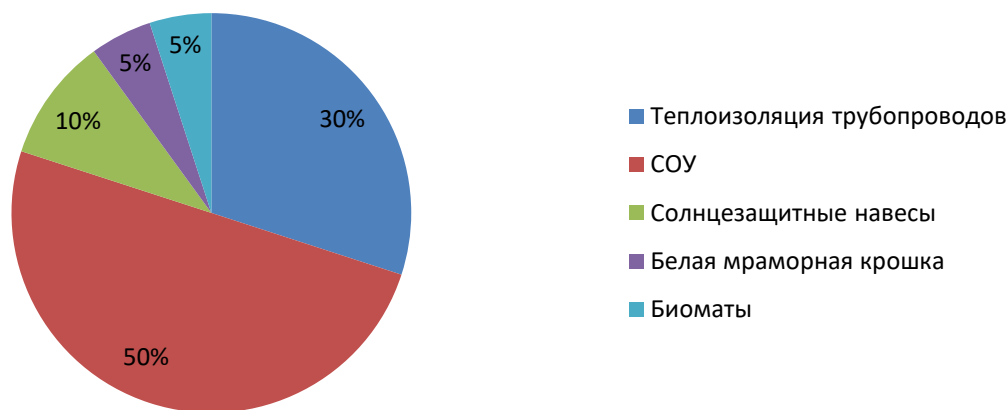


Рисунок 1 – Ориентировочные процентные соотношения применения инженерных методов защиты [1,2]

Методология выбора оптимальной комбинации:

1. Инженерно-геокриологическое обследование. Детальный анализ грунтов, температурного режима и климатических условий.
2. Моделирование теплового взаимодействия.

3. Многокритериальная оптимизация. Выбор комбинации методов на основе критериев стоимости, эффективности, долговечности и ремонтпригодности.

4. Адаптивное управление. Мониторинг и коррекция системы в процессе эксплуатации.

Оптимальная комбинация методов термостабилизации должна выбираться на основе комплексного подхода, учитывающего конкретные условия проекта. Комплексное применение инженерных средств защиты позволяет обеспечивать допустимый уровень напряженно-деформированного состояния трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сорокин, А.Д. Альтернативные методы термостабилизации многолетнемерзлых грунтов / А. Д. Сорокин, С. М. Чекардовский // Нефтегазовый терминал : Материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 07–08 ноября 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 175-180. – EDN YSRMAJ.
2. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Под ред. Н.Н. Карнаухова – М: Изд.ЦентрЛитНефтегаз. – 2008. – с.432
3. Ермилов О.М., Джалябов А.А., Васильев Г.Г., Леонович И.А. Моделирование эффективности работы сезоннодействующих охлаждающих устройств при изменении статистического распределения погодных условий // Записки Горного института. 2024. Т. 266. С. 272-282. EDN UZQOVK

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Д.И. Аккузин, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа

Транспортировка высоковязких и высокозастывающих нефтей (ВВН) представляет собой одну из наиболее сложных технологических задач в нефтегазовой отрасли. Актуальность данной проблемы обусловлена постоянным вовлечением в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся и запасы ВВН. Особенности реологических свойств таких нефтей – высокая динамическая вязкость и температура застывания, приближающаяся к температуре окружающей среды, – создают значительные препятствия для их эффективного и экономически целесообразного транспорта по магистральным трубопроводам [1].

Основная проблема заключается в резком увеличении гидравлических сопротивлений при снижении температуры перекачки, что ведет к необходимости строительства дополнительных насосных станций для поддержания давления в системе. В экстремальных случаях, особенно при аварийных остановках, возможно полное застывание транспортируемого продукта в трубопроводе, что приводит к длительным простоям, значительным финансовым потерям для вывода трубопровода в нормативный режим. Таким образом, поиск и оптимизация методов транспортировки ВВН являются не просто научной задачей, но и насущной производственной необходимостью для обеспечения энергетической безопасности и экономической эффективности.

Ключевая проблема транспорта ВВН – необходимость поддержания реологических свойств нефти в состоянии, пригодного для перекачки при заданных условиях и технической оснащенностью рассматриваемой системы трубопроводного транспорта. Пассивная транспортировка при температурах окружающей среды зачастую невозможна или крайне неэффективна. В связи с этим был разработан и применяется ряд технологических решений, каждое из которых имеет свои преимущества, недостатки и область применения.

Наиболее распространенным методом является подогрев нефти. Этот способ позволяет снизить вязкость, делая транспортировку возможной. Однако он сопряжен с высокими энергозатратами, потерями тепла в окружающую среду и необходимостью поддержания температурного режима на всем протяжении трубопровода, особенно в зонах с суровыми климатическими условиями. Альтернативным подходом является использование депрессорных присадок – химических реагентов, которые, модифицируя структуру парафинов, снижают температуру застывания и эффективную вязкость перекачиваемого продукта.

Данный метод менее энергоемок, но его эффективность сильно зависит от химического состава перекачиваемого продукта, а стоимость реагентов может быть существенной [2].

Перспективным направлением считался гидротранспорт, при котором ВВН перекачивается в виде водных суспензий. Данный метод позволяет минимизировать контакт высоковязкой нефти со стенкой трубопровода, что значительно снижает гидравлическое сопротивление. Однако его применение требует решения задач, связанных с сепарацией нефти и воды в конце трубопровода, эффективного подвода воды по касательной к трубе для минимизации перемешивания продукта, а также образования устойчивых эмульсий. В связи с многими технологическими и техническими ограничениями данный метод не получил широкого распространения и практически не развивается в последнее время.

Для сравнительного анализа основных методов транспорта ВВН целесообразно использовать таблицу 1, наглядно демонстрирующую их ключевые характеристики, преимущества и недостатки.

Таблица 1 – Сравнительный анализ методов транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей

Метод транспорта	Принцип действия	Преимущества	Недостатки
Подогрев нефти	Снижение вязкости за счет повышения температуры	Высокая эффективность для широкого спектра ВВН, отработанная технология	Высокие энергозатраты, тепловые потери, риск застывания при остановке
Применение Химических Реагентов	Модификация кристаллической структуры парафинов	Снижение температуры застывания, меньшие энергозатраты по сравнению с нагревом	Избирательность действия, высокая стоимость реагентов, зависимость от состава нефти
Гидротранспорт	Снижение гидравлического сопротивления за счет обводнения потока	Резкое снижение потерь давления, возможность транспорта при низких температурах	Сложность сепарации, риск образования стойких эмульсий, необходимость очистки воды, технические ограничения подачи воды с минимальным перешиванием с транспортируемым продуктом

Проведенный анализ подтверждает актуальность и комплексный характер проблемы транспорта ВВН. Ни один из существующих методов не является универсальным и экономически оптимальным для всех условий. Выбор технологии требует тщательного технико-экономического обоснования, учитывающего свойства конкретной нефти, протяженность и конфигурацию трубопровода, а также климатические условия.

Перспективным направлением научно-исследовательской работы, вытекающим из данного анализа, является разработка комбинированных методов, например, совместное использование предварительного подогрева и дозирования реагентов в минимально необходимых количествах. Кроме того, необходима разработка и верификация точных математических моделей, позволяющих прогнозировать температурные и реологические режимы перекачки, а также моделировать процессы безопасной остановки и последующего запуска трубопровода.

Особое внимание следует уделить моделированию и удалению водных скоплений, которые могут критически влиять на коррозионные процессы и целостность трубопровода [3]. Решение этих задач позволит существенно повысить надежность и экономическую эффективность трубопроводной инфраструктуры для транспорта трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Иляева М.А., Мастобаев Б.Н. Транспорт высоковязких нефтей: проблемы и решения // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2022. – № 4(68). – С. 12-18.
- 2 Шматов А.М. Современные технологии транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей. – М.: Недра, 2020. – 256 с.
3. Чугунов Л.Б., Прохоров А.Д. Гидравлика трубопроводного транспорта нефти и газа. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – 415 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ ГИДРАТОВ

М.Д. Александров, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа

Одним из основных требований, предъявляемым к трубопроводам, является обеспечение бесперебойной подачи транспортируемого продукта. Это требование оценивается заданной пропускной способностью трубопровода, которая может быть уменьшена естественной особенностью физико-химических свойств природного газа – гидратообразованием. Гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях на внутренней поверхности газопровода [1]. В настоящее время наиболее часто используемым методом борьбы с отложениями гидратов является закачка ингибитора в газопровод, но этот процесс требует большого количества химического реагента и, соответственно, значительно повышает затраты на эксплуатацию сооружения [2].

В работе представлен способ очистки внутренней поверхности трубопровода с помощью группы поршней (как минимум, двух), между которыми закачивается жидкостная пробка из ингибитора. Технология применяется для разрушения гидратообразований в газопроводах и предотвращает ситуацию аварийной остановки о большое скопление отложений, которое не позволяет дальнейшее продвижение колонны поршней. Для этого в технологии предусмотрен подвод ингибитора непосредственно на отложения для их растворения с помощью системы орошения в головном поршне.

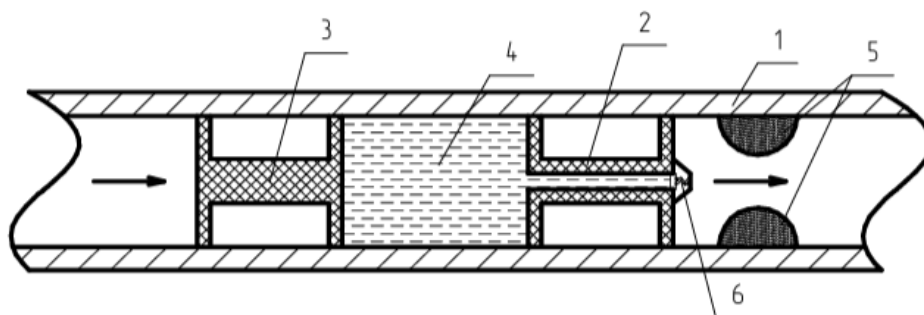
На рисунке 1 представлена схема технологии в 3 стадии:

Технология осуществляется следующим образом. Доставка ингибитора к зоне гидратообразования в очищаемом газопроводе 1 выполняется с помощью группы поршней, состоящей из головного 2 и замыкающего 3 поршней, между которыми закачивается жидкостная пробка 4 из ингибитора. Участки с небольшими последствиями гидратообразования поршни проходят без остановки и по ходу движения растворяют гидраты в пробке ингибитора и/или счищают их механически. При встрече со значительным очагом гидратообразования 5 головной поршень приостанавливается на уменьшенном из-за гидратов проходном сечении и с помощью специального устройства 6 начинает орошение гидрата ингибитором. Система орошения работает автономно, за счёт срабатывания клапана при повышении давления внутри ингибиторной пробки. Орошение и растворение гидрата продолжается до тех пор, пока проходное сечение трубопровода не увеличится до размера, позволяющего возобновить движение колонны по трубопроводу. Остатки гидратов 7 окончательно разрушаются внутри ингибиторной пробки.

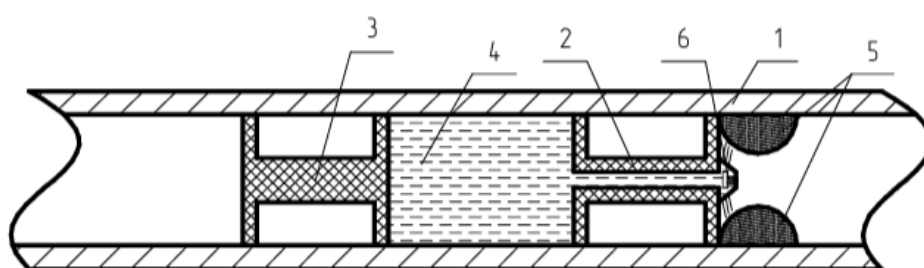
Таким образом, достигается следующий технический результат:

- предотвращение закупорки газопровода гидратами и затрат на ремонтные работы сооружения и извлечение застрявшего поршня;
- снижение расхода ингибитора для очистки трубопровода.

I стадия – подход колонны к месту экстремального гидратообразования



II стадия – активация системы орошения и опрыскивание



III стадия – дальнейший проход колонны, разложение остатков в ингибиторной пробке

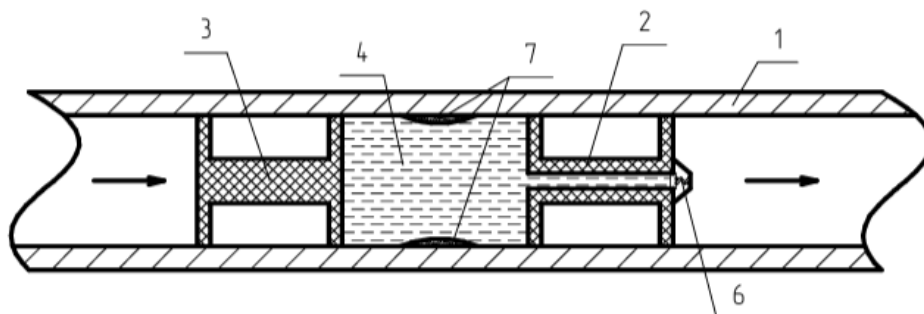


Рисунок 1 – Стадии технологии

Запасовка поршней осуществляется последовательно, через существующие камеры запуска. После запуска головного поршня осуществляется закачка необходимого количества ингибитора, после этого выпускается поршень, замыкающий ингибиторную пробку.

Технология применима для трубопроводов, в которых гидратные образования ещё позволяют хотя бы минимальный расход газа для обеспечения продвижения поршней, т.е. не закупоренные полностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов – М.: Недра, 1974. – 208 с.
2. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506 с.

ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

А.Р. Альмиев, В.В. Уланов,

*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, г. Москва*

Магистральный переход на использование полимерных трубопроводов, в особенности из полиэтилена высокой плотности (ПЭВП), в системах распределения газа и нефтепродуктов ознаменовал собой новую эру в инженерной практике. Этот тренд детерминирован комплексом неоспоримых эксплуатационных преимуществ полимеров: исключительной коррозионной стойкостью, существенно меньшей материалоемкостью и, как следствие, простотой транспортировки и монтажа, высокой гибкостью и долговечностью, оцениваемой производителями в 50 и более лет [1].

Однако парадокс современной ситуации заключается в том, что эксплуатационная практика опередила развитие диагностической базы. Если для стальных трубопроводов создана развитая, регламентированная система неразрушающего контроля (НК), то методы оценки состояния полимерных сетей зачастую носят фрагментарный, адаптационный характер. Это создает значительную «серую зону» в вопросах обеспечения промышленной и экологической безопасности.

Таким образом, центральная проблема заключается в методологическом разрыве между широким внедрением полимерных труб и отсутствием надежных, стандартизированных средств для оценки их реального технического состояния, прогнозирования остаточного ресурса и, как итог, предотвращения катастрофических отказов.

Ключевая сложность диагностики заключается в фундаментальном отличии природы и механизмов деградации полимеров от металлов [1]. Существующий инструментарий диагностики зачастую неадекватен специфике полимерных материалов:

1. Визуальный измерительный контроль (ВИК). Позволяет идентифицировать лишь поверхностные дефекты (глубинные повреждения остаются недоступными) и сильно зависит от человеческого фактора.

2. Акустическая эмиссия (АЭ). Метод потенциально эффективен для мониторинга активных процессов (развитие трещин, расслоений) в режиме реального времени. Однако его применение сопряжено с трудностями фильтрации мощных помех от потока среды, сложностью интерпретации сигналов от полимерных материалов (сильное затухание, дисперсия волн) и невозможностью детектировать «замершие» дефекты.

3. Традиционные методы НК для металлов. Вихретоковый контроль неприменим в принципе из-за диэлектрических свойств пластика. Ультразвуковой контроль (УЗК) стандартными пьезоэлектрическими преобразователями крайне затруднен из-за высокого акустического

сопротивления и затухания ультразвука в полимере, что требует разработки специализированных низкочастотных методик.

Преодоление методологического кризиса в диагностике видится в развитии следующих направлений:

1. Адаптация и развитие физических методов контроля:

– модифицированный УЗ-контроль: использование низкочастотных УЗ-преобразователей (до 50 кГц) должен позволить значительно снизить затухание сигнала и повысить проникающую способность, обеспечивая возможность обнаружения объемных дефектов и расслоений [2, 3];

– активная инфракрасная термография (АИКТ): метод основан на анализе тепловых полей, возникающих на поверхности материала при его импульсном или модулированном нагреве. Дефекты типа расслоений, полостей и включений проявляются как аномалии в температурном поле, что позволяет не только их обнаруживать, но и картографировать;

– интеграция волоконно-оптических систем мониторинга: наиболее революционный подход. Внедрение в конструкцию трубы (или на ее поверхность) распределенных волоконно-оптических датчиков на основе решеток Брэгга, которые позволяют создать чувствительную зону, непрерывно регистрирующую деформации, вибрации и температуру по всей длине трассы. Это обеспечит переход от периодического контроля к непрерывному предиктивному мониторингу.

2. Совершенствование нормативно-технической базы. Насущной необходимостью является пересмотр и актуализация отраслевых стандартов (СНиП, СП, РД), которые должны не только констатировать требования к монтажу, но и детально регламентировать применение современных методов НК для полимерных труб, устанавливать четкие критерии приемки и браковки по результатам диагностики.

Таким образом, проблема диагностики полимерных газонефтепроводов носит системный и междисциплинарный характер, находясь на стыке материаловедения, механики разрушения и приборостроения. Стратегическим вектором развития является отказ от реактивной модели «поиск уже возникших дефектов» в пользу проактивной парадигмы «непрерывный мониторинг и прогнозирование». В этой связи технология распределенного волоконно-оптического контроля представляется наиболее адекватным ответом на вызов, вызванный спецификой деградации полимерных труб, и должен стать основой для будущих нормативных документов и коммерческих систем обеспечения их безопасной эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев, В. В., Протасов, В. Д., Тырлов, Ю. К. Композиционные материалы: Справочник. Москва: Машиностроение, 1990. – 512 с.
2. Зайцев, В. Ю. Нелинейная акустика композитных материалов. Москва: Физматлит, 2005. – 328 с.
3. Бобров, А. Л., Иванов, В. И. Учет анизотропии при ультразвуковом контроле композиционных материалов. Дефектоскопия, 2010, № 4, с. 48-54.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОЛИМЕРНЫХ ДОБАВОК НА НЕФТЕ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

Д.А. Альмухаметова, М.М. Гареев, Р.Р. Таибулатов
УГНТУ, г. Уфа

Рассмотрим задачу определения концентрации ПТП для обеспечения заданной производительности с ограничением максимально допустимого давления $P_{\max}$ в горизонтальном нефтепроводе. Ограничение по давлению $P_{\max}$ равномерно по трубопроводу с длиной L и диаметром d .

В работе [1,2] авторами было предложено определять эффективность ПТП по следующей формуле:

$$\psi(\theta, t) = \frac{\Delta P(0) - \Delta P(\theta, t)}{\Delta P(0)} \cdot 100\% \quad (1)$$

где θ – концентрация ПТП; t – время перекачки.

Запишем уравнение потерь давления на трение

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{1}{2d} \lambda \rho v^2 \quad (2)$$

где d – диаметр трубопровода;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ρ – плотность жидкости; v – скорость течения.

Для расчета объема ассоциатов в [1] показана следующая зависимость:

$$V_k = 0,28 \cdot \frac{M \cdot [\eta]}{\Phi} \quad (3)$$

где M – молярная масса образца ПТП;

$[\eta]$ – характеристическая вязкость;

Φ – универсальная постоянная Флори, $\Phi = 2 \cdot 1023$ моль⁻¹.

Уравнение изменения объема ассоциатов в процессе сдвигового течения [3]:

$$\frac{d\bar{V}}{dx} = -a\theta^{-1}\bar{V}^2 v_*^4 / v \quad (4)$$

где $\bar{V}$ – объем ассоциатов ПТП;

$v_* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}}$ – скорость трения;

$\tau_w = \frac{d}{4} \frac{dp}{dx}$ – касательное напряжение.

Зависимость гидравлической эффективности присадки от концентрации, скорости и среднего молекулярного веса представлена в зарубежных исследованиях, выполненных в рамках AESOP Project 2000-х гг. [4, 5]:

$$\psi = B \cdot \left(\frac{A \cdot \theta \cdot \bar{M}}{1 + A \cdot \theta \cdot \bar{M}} \right) \quad (5)$$

где A, B – коэффициенты, зависящие от скорости перекачки.

Для того, чтобы учесть взаимное деформирование, т.е. сжатие клубков при концентрациях ПТП больше $\theta_{\text{опт}}$, нужно модифицировать формулу (4), добавив

зависимость объема клубка от концентрации противотурбулентной присадки, тогда формула (1) примет вид:

$$V_k = 0,28 \cdot \frac{M \cdot [\eta]}{\Phi} \cdot \operatorname{erf}(\theta \cdot k - 1,822 - k \cdot \theta_{opt}) \quad (6)$$

$$k = \frac{\left(\operatorname{erfinv}\left(-\frac{\psi_{next}}{\psi_{opt}}\right) + 1,822 \right)}{(\theta_{next} - \theta_{opt})} \quad (7)$$

Требуется определить концентрацию ПТП θ_0 для обеспечения максимального расхода при фиксированном максимальном давлении P_{max} . Для этого решим систему уравнений (1)-(7).

Значения концентрации ПТП задаются в начале трубопровода. Значения давления в начале и конце трубопровода соответственно P_{max} и P_{end} . Программа численных расчетов реализована на Mathcad.

На рисунке 1 приведена расчетная зависимость необходимой концентрации ПТП от скорости перекачки при $P_{max} = 4$ МПа, $L = 200$ км, $D = 0,6$ м; $\nu = 5 \cdot 10^{-6}$ м²/с, $\rho = 850$ кг/м³, $a = 2,4 \cdot 10^{-17}$.

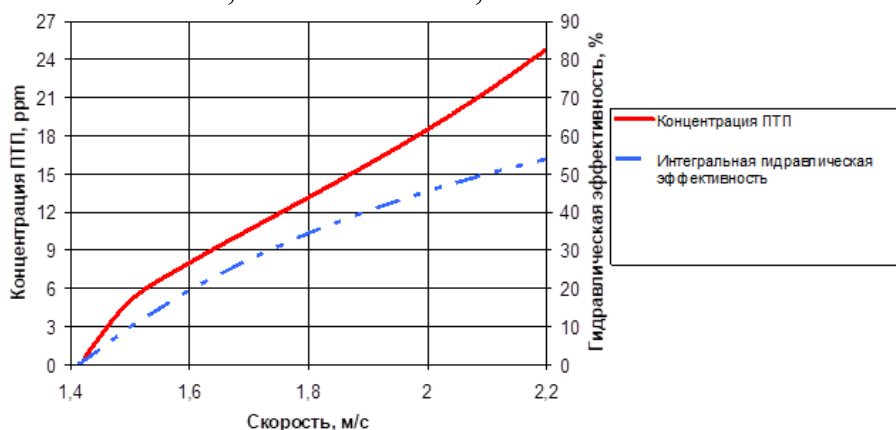


Рисунок 1 – Необходимая концентрация ПТП для обеспечения перекачки с заданной скоростью при ограничении по давлению

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р. Н. Бахтизин, М. М. Гареев, Ю. В. Лисин, В. Н. Манжай, Б. Н. Мастобаев, В. Г. Несын, Р. З. Сунагатуллин – Санкт-Петербург: Недра, 2018. – 347 с. – ISBN 978-5-905153-95-2.
2. Определение оптимальной концентрации противотурбулентной присадки с помощью дифференциального исчисления математического анализа / Т. А. Моисеенко, В. И. Муратова, А. М. Нечваль, Р. Р. Фарухшина // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 3. – С. 35-39. – DOI 10.24411/0131-4270-2020-10307.
3. Альмухаметова Д.А., Гареев М.М., Ташбулатов Р.Р. Разработка математической модели эффективности действия противотурбулентной присадки в условиях трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 5-6. С. 29-34.
4. Шагиев, Р.Г. Прогноз гидравлической эффективности и расчет дозировки противотурбулентных присадок в нефти - и нефтепродуктопроводах / Р.Г. Шагиев, М.М. Гареев, Д.А. Альмухаметова // НТЖ Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2014. № 3(97). С.129-134.
5. Ridao, M.A. Optimal use of DRA in oil pipelines / M.A. Ridao // Proc. IEEE System, Man and Cybernetics '04, The Hague, Oct. 10-13, 2004.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ОСНОВНОГО МАТЕРИАЛА И ОКОЛОШОВНОЙ ЗОНЫ ТРУБ ГАЗОПРОВОДА

В.Д. Андреева, АГТУ, г. Астрахань

Целью исследования является проведение комплексного анализа влияния внешних факторов на коррозионные процессы в трубах газопровода, сравнительного анализа коррозионной стойкости основного материала и околошовной зоны (ОШЗ) сварных соединений труб газопровода и разработка эффективных методов защиты, направленных на снижение износа материалов и увеличение срока эксплуатации.

Для оценки коррозионной стойкости газопроводных сталей исследовались 2 образца из эксплуатируемой газовой трубы, изготовленной из низколегированной стали марки «СтЗсп», толщиной 2,8 мм: образец №1 – металла околошовной зоны (ОШЗ) сварного соединения; образец №2 – металл сплошной зоны (основной материал). При визуальном осмотре на образце №1 были выявлены локальные потемнения, пятна коррозии и микротрещины, расходящиеся от четко выраженной границы сварного шва. Поверхность образца №2 была однородной, без видимых трещин, с равномерными коррозионными повреждениями. Для детального анализа структуры и характера коррозионных повреждений было проведено исследование с помощью сканирующего электронного микроскопа (СЭМ) [1]. В первую очередь, была изучена морфология поверхностей образцов. Образец №1 был проанализирован при следующих технологических параметрах съемки (рисунок 1, а). Детектор – вторичные электроны, ускоряющее напряжение: 5 кэВ, шкала 500 мкм = 0,5 мм, режим сканирования RESOLUTION, увеличение 250х. Выявлена рыхлая, неоднородная структура с глубокими язвами, покрытыми продуктами коррозии. Для образца №2 были использованы следующие технологические параметры съемки (рисунок 1, б). Детектор – вторичные электроны, ускоряющее напряжение - 3 кэВ, шкала и режим сканирования не изменялись, увеличение 525х. Поверхность более однородна, со слоистыми структурами и меньшим количеством рыхлых продуктов коррозии.

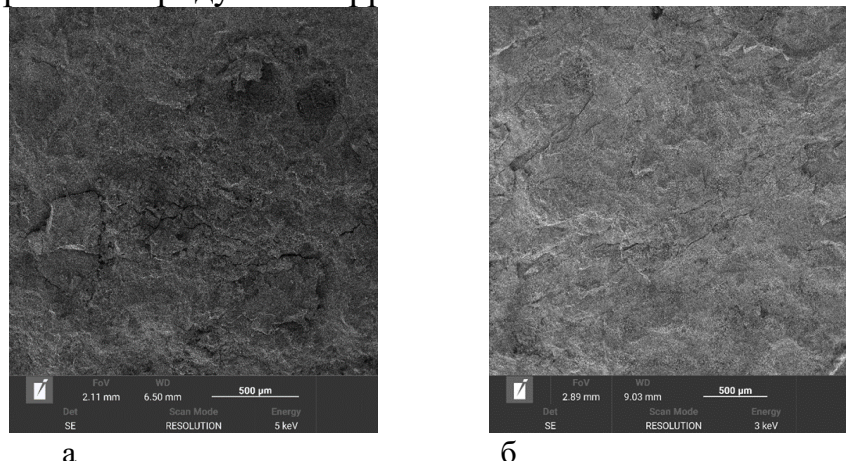
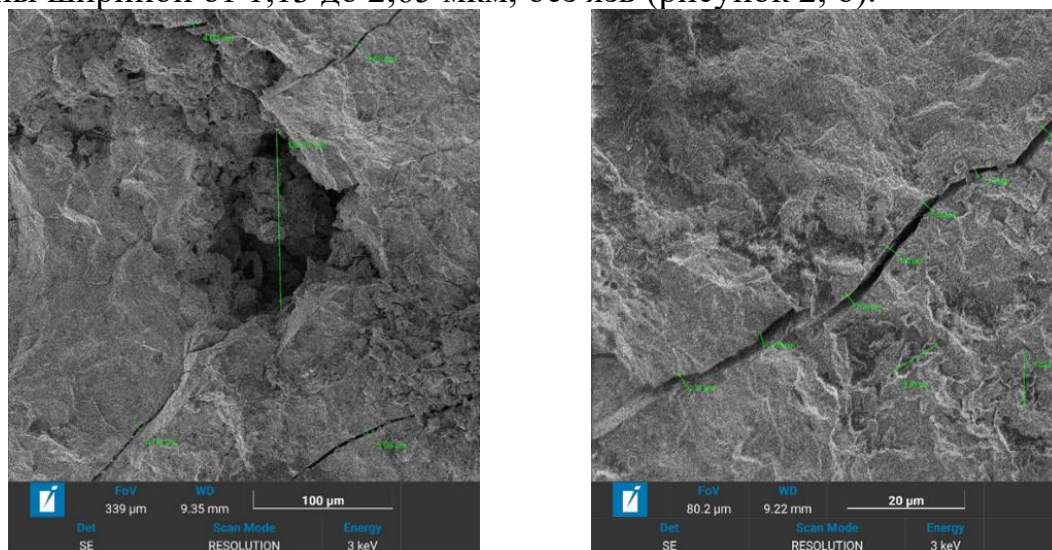


Рисунок 1 – Морфология поверхности образцов:

а - образец №1 (увеличение 250х); б - образец №2 (увеличение 525х)

При большем увеличении 1,16кх для образца №1 и 6,69кх для образца №2 обнаружено: образец №1 имеет глубокие язвы 120-129,87 мкм и радиально расходящиеся трещины до 5,08 мкм (рисунок 2, а); образец №2 имеет линейные трещины шириной от 1,13 до 2,65 мкм, без язв (рисунок 2, б).



а

б

Рисунок 2 – а – образец №1 (увеличение 1,16кх); б – образец №2 (увеличение 6,69кх)

Выявленная разница обусловлена термовоздействием при сварке, приводящим в ОШЗ к изменению микроструктуры, возникновению остаточных напряжений и, как следствие, к снижению коррозионной стойкости и развитию местной коррозии [2].

Для защиты наиболее уязвимой ОШЗ предложен комплекс мер: применение термоусаживаемых манжет (муфт), протекторная защита, термическая обработка стыков для снятия напряжений и очистка транспортируемого сырья [3]. Наиболее эффективную защиту обеспечивает именно комплексный подход.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Örnek, C., & Engelberg, D. L. Hydrogen-Induced Micro-Strain Evolution in Super Duplex Stainless Steel—Correlative High-Energy X-Ray Diffraction, Electron Backscattered Diffraction, and Digital Image Correlation //Corrosion Science, 2015
2. Буклешев Д.О. Практическое исследование зависимости скорости коррозии сварных соединений газопроводов от внешних факторов / Д.О. Буклешев. – Технические науки на – от теории к практике, изд-во: Сибирская академическая книга, 2016. – 22-32 с.
3. Кузьмишкин А.А., Гарькин И.Н. Коррозия газопроводов и варианты защиты от нее / А.А. Кузьмишкин, И.Н. Гарькин. – Вестник Магистратуры, изд-во: Коллоквиум, 2014. – 38-41с.

СИСТЕМЫ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ИХ РОЛЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Н.А. Анохина, М.А. Вершкова, А.Д. Зубарева, А.Д. Каюкова, А.С. Никифорова

Актуальность исследования систем раннего обнаружения утечек (СРОУ) обусловлена стремительным ростом протяженности трубопроводных систем и увеличением рисков техногенных катастроф. В современных условиях проблема своевременного выявления утечек углеводородов приобретает критическое значение, поскольку последствия аварий не только наносят колоссальный ущерб окружающей среде, но и приводят к значительным финансовым потерям.[1]

СРОУ представляют собой автоматизированные комплексы, предназначенные для непрерывного мониторинга трубопроводов и оперативного выявления утечек опасных веществ на самых ранних стадиях. Эти системы критически важны для обеспечения экологической безопасности на магистральных и технологических трубопроводах, в резервуарных парках, на нефтебазах, нефтеперерабатывающих заводах и химических предприятиях.

Принцип работы СРОУ основан на комплексном подходе к обнаружению утечек. В современных системах используются различные методы контроля, включающие как внутренние, так и внешние способы обнаружения. К внутренним методам относятся гидродинамический контроль и метод разрежения давления, которые анализируют параметры потока внутри трубопровода. Внешние методы включают акустический контроль и применение волоконно-оптических систем.

Для совершенствования систем раннего обнаружения утечек в работе предлагается внедрение динамической модели трубопровода, учитывающей все параметры работы системы в реальном времени. Техническое совершенствование включает установку многофункциональных датчиков, способных одновременно измерять давление, температуру, вибрацию и акустические колебания. Особое внимание уделяется применению оптоволоконных систем с функцией распределенного измерения параметров. Важным элементом модернизации становится внедрение искусственного интеллекта для обработки данных.

Ключевые компоненты современных систем включают сенсорное поле с различными типами датчиков, аппаратно-программный комплекс с элементами искусственного интеллекта для анализа данных и интерфейс оператора на базе SCADA-систем. Такое сочетание технологий позволяет обеспечить высокую точность обнаружения и оперативность реагирования на утечки.

Экологическую значимость СРОУ трудно переоценить. Благодаря быстрому обнаружению утечек в течение нескольких минут, а не часов или дней, существенно сокращается объём выброса опасных веществ в окружающую среду. Это предотвращает проникновение загрязняющих веществ в грунтовые воды, реки и почву, что в свою очередь сохраняет биоразнообразие региона и значительно снижает затраты на последующую рекультивацию территорий.

Экономическая эффективность внедрения СРОУ проявляется в предотвращении крупных аварий и минимизации последствий возможных инцидентов. Оперативное обнаружение утечек позволяет службам своевременно приступить к их ликвидации до того, как ситуация перерастёт в масштабную экологическую катастрофу. Это не только сохраняет окружающую среду, но и позволяет избежать колоссальных затрат на ликвидацию последствий, выплату штрафов и компенсаций [2].

Современные тенденции развития СРОУ направлены на их трансформацию из простых систем оповещения в интеллектуальные аналитические платформы. Внедрение технологий Big Data и искусственного интеллекта позволяет не только обнаруживать утечки, но и прогнозировать потенциальные угрозы, оптимизировать планы ликвидации аварий и предлагать эффективные решения для управления кризисными ситуациями. Дополнительным преимуществом стало использование дистанционного мониторинга с помощью беспилотных летательных аппаратов и спутниковых систем, что особенно важно для контроля протяжённых и труднодоступных объектов.

Проведенное исследование СРОУ демонстрирует значительные успехи в развитии технологий мониторинга трубопроводных систем. Предложенный комплексный подход, объединяющий современные технические решения и интеллектуальные алгоритмы, позволит достичь качественно нового уровня в обнаружении утечек. Интеграция многофункциональных датчиков, искусственного интеллекта и предиктивной аналитики направлена на повышение точности обнаружения утечек и минимизации количества ложных срабатываний.

В качестве ожидаемого эффекта следует рассматривать сокращение времени обнаружения утечек до нескольких минут; повышение точности локализации до 99% и снижение затрат на обслуживание системы.

Таким образом, проведенное исследование подтвердило перспективность выбранного направления развития систем обнаружения утечек. Внедрение предложенных решений позволит не только оперативно выявлять и устранять утечки, но и предотвращать их возникновение за счет предиктивной диагностики.

Дальнейшие перспективы развития связаны с совершенствованием алгоритмов машинного обучения, расширением возможностей дистанционного мониторинга и интеграцией системы в комплексные решения по управлению трубопроводными сетями. Это позволит создать действительно интеллектуальную систему защиты, способную не только обнаруживать, но и прогнозировать потенциальные угрозы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бердник, А. Г. Особенности организации непрерывного мониторинга магистральных газопроводов для снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций / А. Г. Бердник, М. М. Бердник // Технологии гражданской безопасности. – 2025. – Т. 22, № 2(84). – С. 86-95. – EDN KERZHX.
2. Последние достижения в области обнаружения утечек в газопроводах / Р. В. Дудин, В. С. Дербичев, К. С. Роман [и др.] // Вестник евразийской науки. – 2020. – Т. 12, № 1. – С. 9. – EDN LWBMMX.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ СОНОТРОДОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.И. Асмандияров, М.В. Павлов, Е.А. Локина
УГНТУ, г. Уфа

В работе рассмотрены возможности и эффективность применения ультразвуковых соноотродов для повышения технологической эффективности и надежности процессов на объектах нефтегазовой отрасли, в частности в системах трубопроводного транспорта [1]. Проведен эксперимент на специально оборудованной установке, имитирующей реальные условия эксплуатации, с использованием труб с минеральными отложениями.

В исследовании по изучению применения ультразвуковых соноотродов для трубопроводного транспорта использовалась испытательная установка, позволяющая имитировать реальные условия эксплуатации трубопроводных систем. В опыте применялась труба с известной степенью загрязненности минеральными отложениями и была установлена ультразвуковая установка с соноотродом, генерирующим колебания в заданном частотном диапазоне [2].

В ходе эксперимента измерялось гидравлическое сопротивление и давление до и после воздействия ультразвуковых колебаний частотой 20-30 кГц. Результаты опыта представлены в виде графиков на рисунке 1 и рисунке 2, и показали снижение давления на 5-7%. Это связано с уменьшением гидравлического сопротивления. Ультразвуковое воздействие разрушает структуру отложений, предотвращая их накопление и улучшая гидродинамические характеристики потоков.

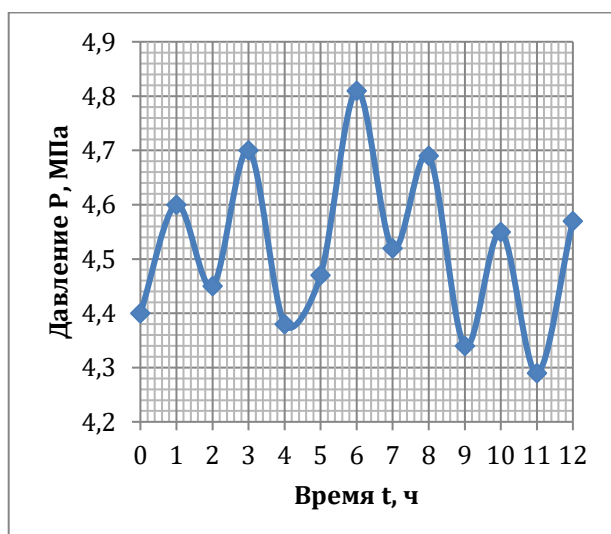


Рисунок 1 – График изменения давления до проведения эксперимента

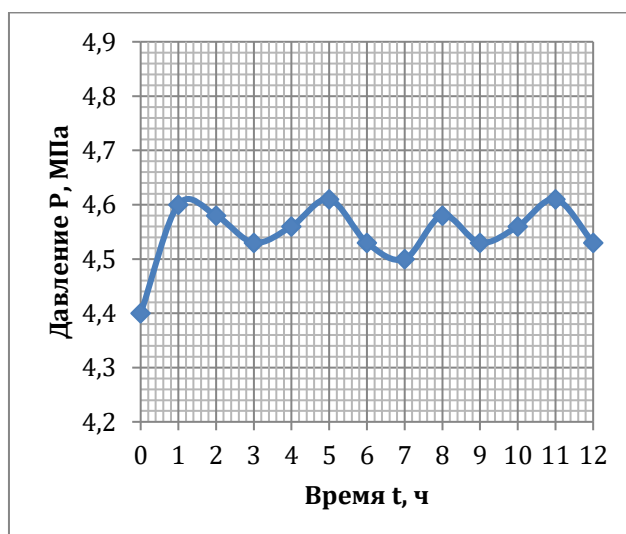


Рисунок 2 – График изменения давления после проведения эксперимента

Полученные данные свидетельствуют о высокой эффективности ультразвуковых соноотродов при правильном подборе параметров работы (частота, мощность, режим). Применение этой технологии способствует повышению надежности, снижению эксплуатационных затрат и продлению срока службы трубопроводного оборудования [3].

Данные результаты подтверждают перспективность ультразвуковых методов для оптимизации процессов очистки и транспортировки в нефтегазовой отрасли, открывая новые возможности для повышения эффективности и безопасности технологических систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности // М.: Недра, 1983. 192 с.
2. Безымянников Т.И., Павлов М.В., Валеев А.Р., Мастобаев Б.Н., Моделирование применения ультразвука для очистки от асфальтосмолистых и парафиновых отложений на объектах транспорта и хранения нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 3. С. 22-26.
3. Павлов М.В., Мастобаев Б.Н., Хофштаттер Х., Применение ультразвука для удаления асфальто-смолистых парафиновых отложений в резервуарах для хранения нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. № 6. С. 58-62.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВНОГО ЭЛЕМЕНТА КАК СРЕДСТВА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛОВ ОТ КОРРОЗИИ В СРАВНЕНИИ С ИСТОЧНИКОМ ПОСТОЯННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Э.И. Ахметшина, Р.Р. Фарухшина
УГНТУ, г. Уфа

Перспективность использования топливных элементов связана с их потенциальной долговечностью и возможностью работы на альтернативных ресурсах, что требует дополнительных исследований в области их стабильности и оптимизации рабочих параметров для задач противокоррозионной защиты.

Целью работы являлась оценка эффективности топливного элемента как средства электрохимической защиты металлов в сравнении с источником постоянного напряжения.

Для исследования механизмов протекания коррозии и оценки эффективности методов защиты металла была собрана лабораторная установка, моделирующая протекание коррозии и условия по защите металла, что позволило контролируемо менять течение коррозионных процессов при разных методах защиты. В качестве источника постоянного напряжения использовалась цилиндрическая щелочная батарейка типоразмера АА с номинальным напряжением 1,5 В. Коррозионно-активным раствором выбран раствор хлорида натрия железа (II) сернокислого семиводного, а металлическими образцами образцы марки стали Сталь 20 в форме пластин размерами 40 мм на 10 мм на 1,8 мм. Также в установке применялись: топливный элемент с магниевым анодом и воздушным катодом типа Proton Exchange Membrane (Протонообменная Мембрана), кабель типа ШВВП, клеммы и зажимы для подключения электрической цепи.

Проведен сравнительный анализ трех состояний: образцов без защиты, образца под катодной защитой от стандартного источника постоянного напряжения (щелочного гальванического элемента) и образца, защищаемого с использованием топливного элемента, для последующего определения корреляционных зависимостей между типом источника питания, величиной защитного потенциала и интенсивностью коррозионных процессов на образцах.

В результате эксперимента на поверхности раствора, содержавшего незащищенный образец, при макроскопическом анализе были зафиксированы интенсивные признаки коррозионной деструкции в виде осадка, состоящего из хлопьевидных продуктов окисления железа (гидроксидов и оксидов железа).

Проведенные экспериментальные исследования подтвердили принципиальную возможность и эффективность применения топливного

элемента в качестве автономного источника тока для систем катодной защиты металлов от коррозии. Установлено, что как источник постоянного напряжения, так и топливный элемент обеспечивают смещение потенциала стали в пассивную область, минимизируя интенсивность коррозионного разрушения. Дальнейшее детальное изучение образцов требует проведения микроструктурного анализа стали для определения структурных составляющих, их формы, взаимного расположения, наличия дефектов структуры, пористости, инородных включений, дислокаций, а также для оценки глубины и характера коррозионного поражения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ахметшина, Эльвира Ильдаровна. Исследование возможности применения топливных элементов в качестве источника электроснабжения станций катодной защиты / Э. И. Ахметшина, Р. Р. Фарухшина. - Текст: непосредственный // Материалы 76-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ : в 2 т. / УГНТУ. - Уфа, 2025. - Т. 1. - С. 475.
- 2 Перелыгин Ю. П., Лось И. С., Киреев С. Ю. Коррозия и защита металлов от коррозии: учебное пособие для студентов технических специальностей. — 2-е изд., доп. — Пенза: Изд-во ПГУ, 2015. — 88 с.

К ВОПРОСУ ТРАНСПОРТА ВОДОРОДА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ В ВИДЕ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ

А.Д. Бабакин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

В рамках мирового развития водородной энергетики экспортирующие энергоресурсы страны начинают более детально рассматривать вариант по транспортировке водорода совместно с природным газом по магистральным газопроводам. Данный процесс сопряжён с рядом причин, подчёркивающих особенности водорода как перекачиваемого по трубопроводной системе ресурса, и в рамках данной работы проанализированы ключевые из них.

В процессе перекачки водород вне зависимости смешения с природным газом способен оказывать сильное воздействие на стальную стенку магистрального газопровода. Из-за того, что размеры атомов железа, формирующие кристаллическую решётку, почти в 2,5 раза превышают размеры атомов водорода, последний может проникать в промежутки атомов металла, вызывая водородное охрупчивание материала. Данный процесс проявляется в виде единичных острых трещин толщиной около 10-12 мкм. Случаи водородного охрупчивания фиксировались на газопроводах высокого давления как в России, так и в ряде других северных стран мира и, как правило, возникали под отслоившимся изоляционным покрытием трубопроводов.

В работе проведён анализ отличий затрат энергии на транспортировку метана и природного газа по магистральному газопроводу неизменных диаметра и характеристик перекачки (давления в начале и в конце трубопровода, средней температуры и одинаковой скорости в конце участка). Уравнение отношения мощностей для перекачиваемых газов и потоков энергии по газопроводу имеет вид [1]:

$$\frac{N_{H_2}}{N_{CH_4}} = \left(\frac{\mu_{H_2}}{\mu_{CH_4}} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{\rho_{H_2}}{\rho_{CH_4}} \right)^2 \cdot \left(\frac{Q_{\text{высш.}CH_4}}{Q_{\text{высш.}H_2}} \right)^{2,75},$$

$$\frac{E_{H_2}}{E_{CH_4}} = \frac{\rho_{H_2} u_{H_2} Q_{\text{высш.}H_2}}{\rho_{CH_4} u_{CH_4} Q_{\text{высш.}CH_4}},$$

где $N = u \frac{\pi d^2}{4} \lambda \frac{L}{d} \frac{\rho u^2}{2g}$ – необходимая мощность, Вт, для перекачки по газопроводу

протяжённостью L , м; $E = \rho u \frac{\pi d^2}{4} Q_{\text{высш}}$ – поток энергии по газопроводу, Дж/кг,

где u – скорость газа, м/с; d – внутренний диаметр газопровода, м;

$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления для турбулентного

режима течения; $Re = \frac{ud\rho}{\mu}$ – число Рейнольдса; ρ – плотность газа, кг/м³;

μ – динамическая вязкость газа, Па·с; $g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с²; $Q_{\text{высш}}$ – высшая теплота сгорания газа, Дж/м³.

Установлено (рисунок 1), что в процессе транспорта чистого водорода из-за существенного различия в плотности, динамической вязкости и высшей теплоте сгорания с природным газом при стандартных условиях ($\frac{\rho_{H_2}}{\rho_{CH_4}} = 0,1$, $\frac{\mu_{H_2}}{\mu_{CH_4}} = 0,85$ и $\frac{Q_{высш. H_2}}{Q_{высш. CH_4}} = 3,56$) существенно увеличиваются потери на трение, а значит, для передачи равного потока энергии и сохранения массового расхода скорость водорода должна возрасти в 2,81 раза. Осуществить это с помощью центробежных нагнетателей, установленных на компрессорных станциях вдоль линейной части магистрального газопровода, крайне сложно, поскольку вырабатываемая с их помощью центробежная сила инерции прямо пропорциональна плотности перекачиваемых углеводородов.

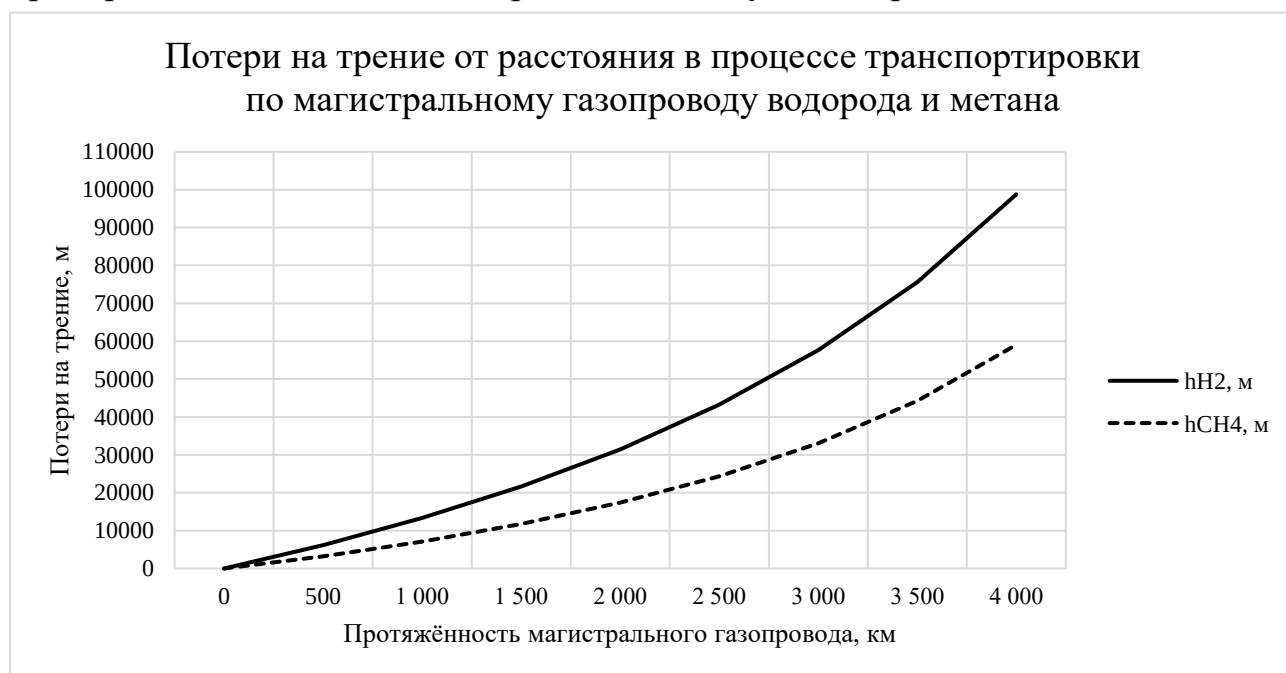


Рисунок 1 – Зависимость потерь на трение от протяжённости магистрального газопровода ($D = 1420$ мм, $\delta = 16$ мм, $p_n = 9,8$ МПа, $p_k = 6,7$ МПа, $T_{cp} = 290,15$ К, $u_k = 15$ м/с)

Тем не менее, при добавлении в поток метана водорода концентрацией до 20% плотность смеси меняется незначительно, снижая пропускную способность трубопроводной системы до 2-3% и обеспечивая диапазон условий для работы нагнетателей [2]. С целью минимизации рисков, связанных с наводороживанием, рекомендуется актуализировать существующие требования к оценке остаточного ресурса магистральных газопроводов в контексте транспорта водорода, повышая надёжность трубопроводных систем и предотвращая возникновение на них возможных аварийных ситуаций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Алексеева О.К., Козлов С.И., Фатеев В.Н. Транспортировка водорода//В книге: Альтернативное топливо. № 3(21). 2011. С. 18-24.
- 2 Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метано-водородной смеси//В книге: Территория «Нефтегаз». № 1. 2021. С. 74-82.

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

А.Р. Биарсланов, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа

Развитие трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов невозможно без внедрения новых прогрессивных технологий и технических средств для повышения эффективности и надежности работы действующих магистральных трубопроводов. В процессе эксплуатации нефтепроводов на внутренней поверхности труб происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), существенно влияющих на эффективность и надежность их работы (снижение пропускной способности, повышение давления, отсутствие достоверной диагностической информации).

В практике эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов встречаются случаи перевода их на перекачку светлых нефтепродуктов, что предусматривает полную очистку внутренних стенок трубопровода от отложений, скопившихся за время перекачки по трубопроводу. В обоих случаях необходимо своевременно и качественно проводить очистку внутренней поверхности труб от АСПО и остатков нефти, а также от других загрязнений (воды, продуктов коррозии и т. д.). Несмотря на наличие большого количества работ в этом направлении процесс очистки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов изучен недостаточно полно. Современное состояние решения проблемы очистки нефтепроводов не позволяет с высокой точностью прогнозировать образование АСПО и подбирать наиболее эффективные методы их очистки в зависимости от состояния труб и характеристик перекачиваемой нефти [1].

В 60-х годах XX века в Японии была предложена система индукционного-резистивного обогрева трубопроводов или СКИН-система. Этот метод является наиболее распространенным для поддержания заданных свойств продукта. В отечественной литературе возможность использования СКИН-системы для обогрева нефтепромысловых трубопроводов была упомянута в работах А.Б. Кувалдина по индукционному нагреву [2].

Существуют различные электрические методы подогрева, которые являются наиболее эффективными, чем другие. К таким системам относятся индукционные нагревательные системы повышенной средней частоты, резистивно-индукционные системы промышленной частоты, резистивные системы и системы прямого нагрева.

При выборе способа подогрева необходимо рассматривать экономические и энергетические возможности предприятия, также для какого технологического процесса требуется подогрев и какую цель преследует предприятие: автоматизация процесса и его надежность или экономическая составляющая. Так, например, для подогрева магистральных трубопроводов будет выгоднее использовать протяженные нагревательные системы на скин-эффекте,

отвечающие требованиям безопасности, с достаточно низкими энергопотерями [3].

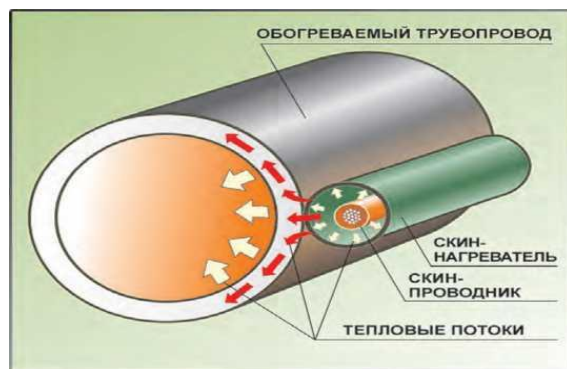


Рисунок 1 – Нагревательные системы на скин-эффекте

Однако на производстве выполняется только несколько из вышеперечисленных условий, главным из которых является экономическая эффективность на определенный срок. Так, на данный момент чаще используются нагревательные кабели, при которых температура нагрева не может регулироваться и требуется частая диагностика и замена кабелей.

Индукционные нагревательные системы отвечают всем вышеперечисленным требованиям и за незначительный срок могут окупить проведенные затраты по переоборудованию объекта [4].

По результатам исследования всех систем нагрева по критериям безопасности (взрыво-, пожаро-, и электробезопасность), возможности управления процессом подогрева, экономической эффективности, энергетической эффективности и надежности, были получены положительные результаты.

Таким образом, особенностью данной системы является то, что она также может использоваться в качестве питающей линии. Это позволяет обогревать длинные нефтепромысловые трубопроводы, с подачей питания из одной точки.

Система обогрева безопасна в использовании, так как нагреватель устанавливается снаружи нефтепромыслового трубопровода и может быть заземлен в любом месте. Благодаря этому, систему обогрева можно применять во взрывоопасных зонах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хасанова, К. И. Экспериментальные исследования процесса парафинизации континентальных нефтепроводов / М. Е. Дмитриев, К. И. Хасанова, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2011. - №1 - С. 12-15.
2. Струпинский М.Л., Хренков Н.Н., Кувалдин А.Б. Электромеханика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты. Труды МКЭЭЭ-2016. 2016. С. 213-214
3. Конесев С.Г., Садиков М.Р., Хлюпин П.А. Анализ эффективности применения нагревательных систем при перекачке вязких нефтей // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий: сб. науч. тр. / III-ей Всерос. науч.- техн. конф. Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. С. 212-218
4. Конесев С.Г., Кириллов Р.В., Кондратьев Э.Ю., Садиков М.Р., Хазиева Р.Т., Хлюпин П.А. Индукционные нагревательные системы для протяженных нефтепроводов // Нефтегазовое дело, 2014.- Т. 12.- № 4.- С. 40-47.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ВОКРУГ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS STEADY-STATE THERMAL

А.А. Бикметова, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время одной из актуальных задач является изучение теплового воздействия трубопроводов на окружающий массив грунта, так как для многих регионов, по которым осуществляется транспортировка нефти и нефтепродуктов, характерно наличие многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Растепление ММГ может привести к таким негативным последствиям, как деформации трубопровода под действием оттаивающего грунта, потеря устойчивости, морозобойное растрескивание и возникновение процессов пучения [1].

В программном комплексе ANSYS Steady-State Thermal была создана модель подземного трубопровода. Температура продукта была задана 34 °С, диаметр трубопровода – 426 мм. Модель грунта — твердое тело (Solid) со следующими характеристиками: плотность – 1920 кг/м³, теплоемкость – 1525 Дж/(кг·К), теплопроводность – 2,09 Вт/(м·К). Результаты расчета показаны на рисунке 1.

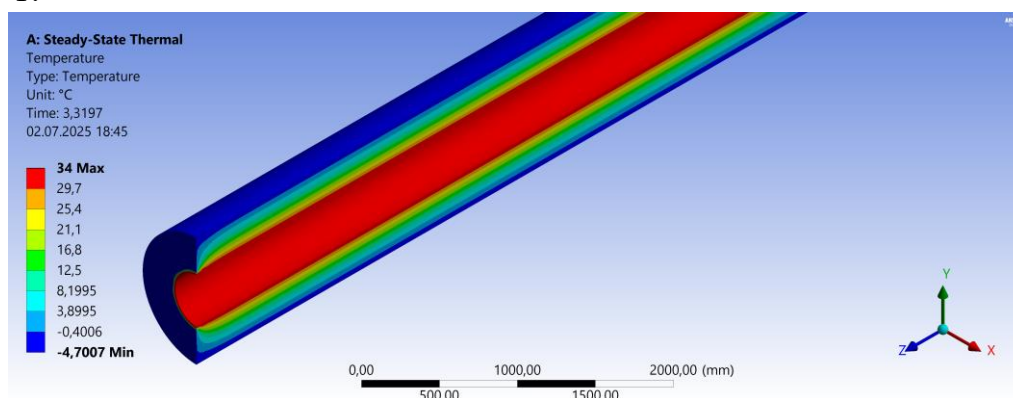


Рисунок 1 – Результаты моделирования температурного поля вокруг подземного трубопровода

Таким образом, моделирование теплового воздействия системы «труба-грунт» позволяет оценить зону растепления ММГ и обосновать необходимость применения защитных мер. Для предотвращения негативных последствий, таких как просадки и деформации, эффективно применение теплоизоляции или сезонно-действующих охлаждающих устройств.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Новиков П. А. Оценка погрешности расчета температурного поля грунта вокруг магистрального нефтепровода и его напряженного состояния в многолетнемерзлых грунтах / П. А. Новиков, В. И. Ларионов, С. П. Суцев, В. Л. Якушев, И. С. Никитин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 4(12). – С. 44-52.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ ПРИМА И ДЕЙКСТРЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВЕТВЛЁННЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ С МНОЖЕСТВЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ

В.И. Будько, УГНТУ, г. Уфа

Классический алгоритм для нахождения оптимальной трассы трубопровода, описанный в работах [1], [2], основан на принципе оптимальности Р. Беллмана. Проектирование разветвлённой трубопроводной сети, объединяющей несколько месторождений (источников) и потребителей, принципиально требует решения задачи построения минимального остовного дерева, а не поиска кратчайших путей от единственного источника, поскольку такая постановка задачи обеспечивает создание единой и экономически оптимальной инфраструктуры.

В связи с этим было предложено проверить работу алгоритмов Дейкстры и Прима для задач нахождения остового дерева. В данной работе был произведен расчет для нахождения направления разветвленной сети от трех начальных точек А, В, С до девяти конечных P_i с заданными координатами.

Результаты построения сетей представлены на рисунке 1.

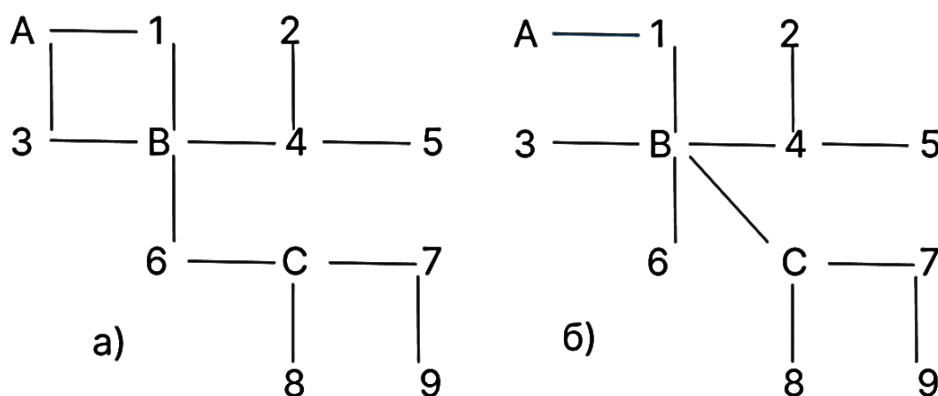


Рисунок 1 – Минимальное остовное дерево, полученное при помощи алгоритма:
а) Дейкстры; б) Прима.

Применение алгоритмов типа Дейкстры решают поставленную задачу в ограничении, что не существует более 1 начальной точки, поэтому полученная структура получается менее эффективной, чем алгоритм Прима, при использовании которого сеть получается менее металлоемкой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бабин, Л.А. Выбор оптимальных трасс магистральных газонефтепроводов по условиям строительства [Текст]: Автореферат дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. (316) / Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина. Кафедра сооружения газонефтепроводов и хранилищ. - Москва: [б. и.], 1969. - 15 с.
2. Канг, М. Сравнительное исследование алгоритмов оптимизации для планирования трасс трубопроводов [Текст] / М. Канг, Дж. Ли // KSCE Journal of Civil Engineering. – 2017. – Т. 21, № 5. – С. 1753–1762.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ АЛГОРИТМОВ В ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА

В.И. Будько, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа

Актуальность решения задач оптимального выбора трассы трубопровода продиктована комплексом экономических, экологических и технологических требований, где приоритет отдается рентабельности и эффективности инфраструктурных решений. В работах [1], [2] данная задача решается с применением метода динамического программирования, основанном на принципе оптимальности Р. Беллмана. Данный способ расчета является классическим, но трудозатратным. В связи с этим было предложено проанализировать применимость других алгоритмов для выбора оптимальной трассы.

В данной работе был произведен подбор разветвленной трассы трубопровода от начальной точки А до двух конечных – В и С. Исходными данными расчета являлся массив из 64 точек (узлов графа) с привязкой к координатам (х; у) и произвольному весу W_i . В таблице 1 приведены результаты сравнительный анализа рассмотренных методов по ключевым критериям.

Таблица 1 – Сравнительный анализ алгоритмов маршрутизации

Алгоритм	Тип задачи	Вес рёбер	Сложность	Память
Дейкстра	Из одной вершины во все	Взвешенный	$O(V^2)$	$O(V)$
Беллман–Форд	Из одной вершины во все	Взвешенный	$O(V \cdot E)$	$O(V)$
A^*	Путь между двумя конкретными вершинами	Взвешенный	$O(E)$ Зависит от эвристики	$O(V)$

Таким образом, для решения задачи оптимального выбора трассы трубопровода алгоритм Дейкстры является наиболее предпочтительным в условиях больших данных, алгоритмы Беллмана-Форда и A^* являются узкоспециализированными и в большинстве практических сценариев экономически нецелесообразными.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бабин, Л.А. Выбор оптимальных трасс магистральных газонефтепроводов по условиям строительства [Текст]: Автореферат дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. (316) / Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И. М. Губкина. Кафедра сооружения газонефтепроводов и хранилищ. - Москва: [б. и.], 1969. - 15 с.
2. Канг, М. Сравнительное исследование алгоритмов оптимизации для планирования трасс трубопроводов [Текст] / М. Канг, Дж. Ли // KSCE Journal of Civil Engineering. – 2017. – Т. 21, № 5. – С. 1753–1762.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БЕЗНАПОРНОГО ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В САМОТЕЧНЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

К.М. Бурханова, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа

Современные методы расчёта объёмов транспортируемой нефти демонстрируют недостаточную эффективность, это связано с их неспособностью учитывать динамические изменения ключевых параметров. Нерешённой проблемой остается отсутствие универсальной модели, учитывающей динамическое изменение давления парогазовых полостей, которое не всегда соответствует давлению насыщенных паров нефти. Существующие методы [1] опираются на некоторые статические параметры (например, постоянное значение давления насыщенных паров), что не позволяет корректно прогнозировать объем нефти.

Разработанная методика предлагает принципиально новый подход за счёт комплексного моделирования взаимосвязанных физико-химических процессов в парогазовой полости. Её ключевое нововведение – одновременный учёт испарения жидкости и десорбции растворенного газа на границе раздела фаз, что позволяет более точно описать формирование двухфазной среды. Интенсивность испарения рассчитывается по разности парциальных давлений, а десорбция газа моделируется на основе отклонения его концентрации от равновесного значения, определяемого законом Генри. Важной особенностью методики является использование переменного коэффициента Шези, который рассчитывается с учётом реального распределения давления и скоростного напора [4]. Также в основе метода лежат дифференциальные уравнения сохранения массы и импульса [2, 3]. Для определения состава парогазовой фазы применяется уравнение состояния, связывающее парциальные давления с концентрациями и плотностями компонентов.

Численная реализация осуществляется методом конечных разностей с итерационным уточнением всех параметров потока. Методика позволяет прогнозировать не только гидравлические характеристики, но и динамику изменения состава парогазовой полости вдоль самотечного участка, что существенно расширяет её практическую применимость для анализа сложных двухфазных потоков.

Наша модель не учитывает нарушение симметричного распределения фаз для наклонного трубопровода, а следовательно, нужно ввести коэффициенты, учитывающие неравномерности распределения объемных концентраций, скорости по сечению. Их на данный момент получаем экспериментально.

Расчеты проводились для горизонтального участка длиной 200 м с внутренним диаметром 0,7 м при расходе нефти 1250 м³/ч.

Для решения системы дифференциальных уравнений сохранения массы и импульса использован итерационный метод с шагом $\Delta x = 10$ м. В результате получены распределения ключевых параметров потока по длине участка.

Распределение давлений и объемных долей жидкости по длине участка представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение параметров потока по длине участка

x , м	α_2	p , Па
0	1,000	40701,169
50	0,865	36151,915
100	0,785	31135,490
150	0,855	25998,192
200	1,000	21290,503

Анализ результатов показывает, что минимальная объемная доля жидкости $\alpha_2 = 0,785$ достигается в средней части участка ($x = 100$ м), где наблюдается максимальное развитие парогазовой полости. Среднее значение объемной доли по участку составляет $\alpha_{2\text{ср}} = 0,887$.

Таблица 1 демонстрирует монотонное снижение от 66,7 кПа в начале до 21,3 кПа в конце участка.

Распределение объемной доли жидкости (рисунок 1) имеет характерный минимум в центральной части участка с последующим восстановлением полного заполнения к концу.

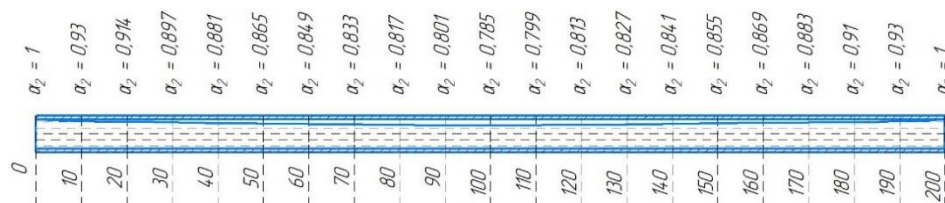


Рисунок 1 – Эпюра объемной доли жидкости α_2

Сравнение с традиционной методикой расчета показало, что существующие подходы дают постоянное значение степени заполнения $\sigma = 0,9$, в то время как разработанная модель учитывает динамическое изменение параметров потока, что позволяет более точно определять объем нефти в самотечных участках трубопроводов.

Полученные результаты могут быть использованы для повышения точности оперативного учета нефти и оптимизации работы трубопроводных систем с самотечными участками.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012.– 456 с.
- 2 Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред: в 2 ч. / Р.И. Нигматулин. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – Ч. 1. – 464 с.
- 3 Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред: в 2 ч. / Р.И. Нигматулин. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – Ч. 2. – 360 с.
- 4 Чугаев Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Л.: Энергоиздат, 1982. – 672 с.

ПРОМЫВКА ВВОДОВ СППТ ПОТОКОМ НЕФТИ ЧЕРЕЗ ВАНТУЗ ВВОДА РЕЗЕРВУАРА

Д.Р. Валеев
УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день согласно [1], промывка пенопроводов в резервуарах с процентным содержанием в нефти парафина до 6% включительно проводится не реже чем через 24 месяца, с процентным содержанием парафина более 6% – не реже чем через 12 месяцев.

Действующая технология по депарафинизации пенопроводов систем подслоного пожаротушения резервуаров представляет собой промывку вводов подогретой нефтью с использованием агрегата депарафинизационного передвижного модернизированного (АДПМ) и передвижной емкости с нефтью (АКН-10).

Промывка существующим методом является довольно опасной за счет прямого нагрева нефти в котле АДПМ. В работе задействуется бригада из 6 человек включая ответственного за проведение работ. Сборка линии, промывка и разборка занимает около 4 часов. К этому времени добавляется время для заправки емкости АКН-10 нефтью и время ожидания охлаждения котла АДПМ. По итогу затрачивается ориентировочно 5 часов.

Предлагаемая технология заключается в сборке линии от вентуза приемного коллектора резервуара до вентуза ввода пенопровода используя малогабаритный насос типа АХЕ-40-25-160д и теплообменный аппарат типа ВВП 03-76-2000, к которому будет подключаться паропроизводящая установка (ППУ) для нагрева нефти, исключив задействование в работе АДПМ и АКН-10. Помимо этого, данное предложение позволит в случае необходимости пропарить колодец хлопуши, так как, как показывает практика, при сливе подтоварной воды в ней могут накапливаться асфальтосмолопарафиновые отложения. Теплообменный аппарат оснащается дополнительным отводом, от которого можно собрать линию до колодца.

Нововведение позволит отнести данный вид работ с огневых на газоопасные, следовательно, нет необходимости дежурства пожарного автомобиля с боевым расчетом, так как снижается риск возникновения возгорания в резервуарном парке. Состав бригады уменьшится на 1 рабочего, что позволит задействовать его на других работах, среднее время на сборку/разборку линии и промывку одного ввода составит 4 часа. Из этого следует положительный эффект в лице сокращения состава бригады и «человеко-часов» с оплатой труда.

Данная идея позволит сэкономить до 10,3 млн рублей на приобретение 1 автомобиля АДПМ по сравнению с покупкой для 1 резервуарного парка 1 комплекта оборудования, состоящего из насоса и теплообменного аппарата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ОР-13.220.10-КТН-0066-24 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок эксплуатации систем пожаротушения и водяного охлаждения на объектах организации системы «Транснефть» – М.: ПАО «Транснефть», 2024. – 318 с.
- 2 РД-13.220.00-КТН-142-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения. Нормы проектирования» – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 228 с.
- 3 РД-23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000 – 50000 м³. Нормы проектирования.» – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 132 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНЫХ КАМЕР ПРИЁМА-ПУСКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.И. Валиахметов, С.А. Чередниченко, УГНТУ, г. Уфа

В процессе эксплуатации промышленные трубопроводы подвержены влиянию многочисленных осложнений, которые приводят к образованию отложений различной природы и интенсивным коррозионным процессам, что требует регулярной очистки и диагностики [1,2]. Использование традиционных стационарных камер приёма-пуска (КПП) связано с высокими капитальными затратами и длительными сроками монтажа. Применение мобильных КПП позволяет минимизировать ряд проблем, обеспечивая быструю установку и существенное снижение стоимости [2].

Мобильные КПП представляют собой модульные установки на базе автомобилей, колесной тележки или транспортируемой платформы, оснащённые быстроразъёмными соединениями (БРС). Такие особенности конструкции, позволяют перемещать камеры между несколькими объектами, подключаться к заранее смонтированным патрубкам на трубопроводах за несколько часов и выполнять внутритрубные очистки. Конструкция и классификация мобильных камер регламентированы стандартами [1]. Ключевые преимущества: скорость развёртывания и перемещения, возможность многократного использования на разных объектах, универсальность и отсутствие необходимости в капитальном строительстве фундаментов и дренажных систем.

Согласно [3], стоимость мобильной КПП для трубопровода Ду80 составляет около 403 тыс. рублей против 8 млн. рублей для стационарной (экономия в 20 раз). Экономия сохраняется для больших диаметров, хотя и в меньшей степени. Годовые эксплуатационные расходы также ниже (0.4-0.6 млн руб. против 1.2-1.8 млн руб.). Это делает мобильные решения рентабельными на участках, где стационарные камеры экономически нецелесообразны.

Проведем сравнение совокупных затрат за 5 лет эксплуатации КПП в соответствии с диаметрами Ду80, Ду150, Ду300 (рисунок 1).

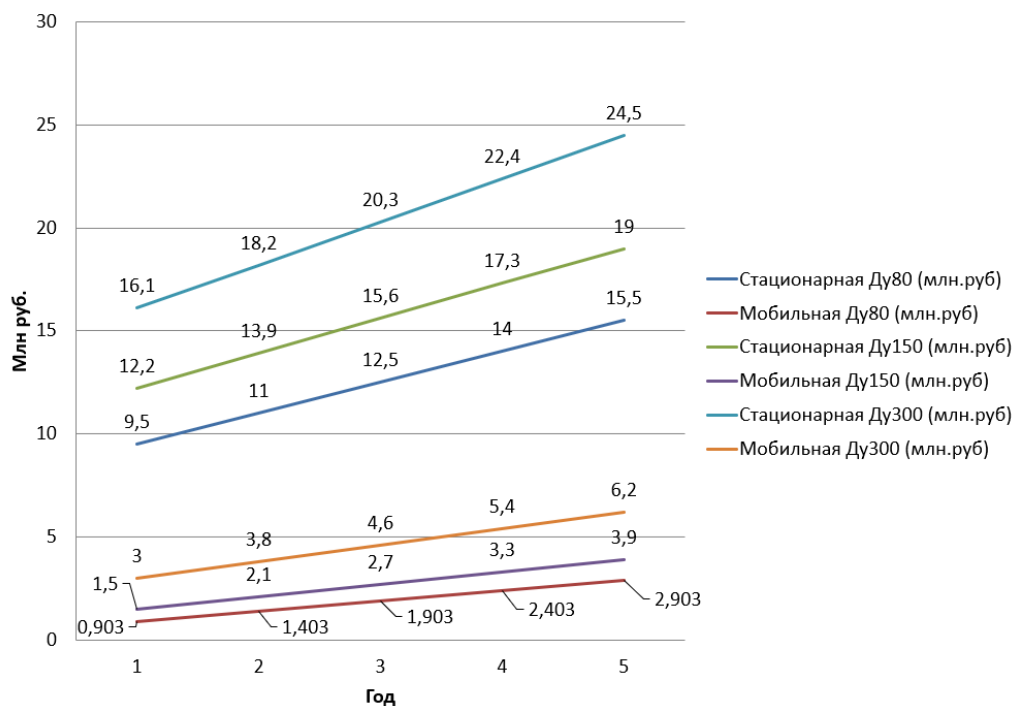


Рисунок 1 – Сравнение совокупных затрат за 5 лет эксплуатации КПП в соответствии с диаметрами

Внедрение мобильных КПП позволяет значительно повысить экономическую эффективность и оперативность работ по очистке и диагностике промышленных трубопроводов [2]. Перспективными направлениями являются разработка универсальных камер для разных диаметров, повышение их надёжности для экстремальных условий, а также создание гибридных решений для модернизации существующих стационарных камер.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 34568-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Камеры пуска и приёма средств очистки и диагностирования. Общие технические условия
2. Валиахметов Р.И., Виноградов П.В.1, Зарипова Д.Р., Зубаиров Т.А., Кириллов Д.А.2, Небогин Д.А. Оценка влияния внутритрубных очисток на скорость коррозии и аварийность трубопроводов// Нефтяное хозяйство. 2025. №2 стр. 95-99.
3. Абрамов В.С., Юдаков В.А. Применение мобильных решений для очистки внутренней полости трубопроводов// Нефтяная провинция. 2021. № 1(25). С. 182-188

АЛГОРИТМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА В СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ

В.Н. Валова, Е.М. Муфтахов
УГНТУ, г. Уфа

Надёжность коммерческого учёта нефти напрямую зависит от точности преобразователей расхода, работающих в составе систем измерения количества нефти (СИКН). На практике значительные колебания параметров рабочей среды приводят к появлению систематических и случайных отклонений, что снижает доверие к результатам измерений. Согласно ГОСТ 8.586.1–2005 [1], допустимая относительная погрешность учёта не должна превышать нормируемых значений, однако при изменении давления в диапазоне 2,5–6,0 МПа и температуры от 10 до 45 °С фактическая погрешность может возрасти с 0,5 до 1,8 % [4].

Для минимизации указанных рисков разработан алгоритм прогнозирования отклонений метрологических характеристик, основанный на комплексной обработке данных и адаптивной коррекции. В основу положены требования ГОСТ 8.586.3–2005 [2] и СТО Газпром 2-3.5-051–2006 [3], регламентирующие метрологическое обеспечение систем учёта. Алгоритм включает три основных блока:

- сбор и предварительная фильтрация параметров рабочей среды;
- численное моделирование отклонений с использованием математической модели расходомерного участка;
- прогнозирование и адаптивная коррекция показаний.

Для реализации алгоритма использовались методы цифрового моделирования и итерационные расчёты. На основе эксплуатационных данных установлено, что при снижении температуры нефти с 40 до 15 °С относительное отклонение показаний расходомеров увеличивается в среднем на 0,7 %, а при повышении вязкости нефти с 3 до 15 мПа·с систематическая составляющая ошибки возрастает с 0,4 до 1,3 %. Введение противотурбулентной присадки концентрацией 0,005 % масс. позволило снизить дисперсию отклонений на 0,3 % [6].

Построенные модели были интегрированы в алгоритм прогнозирования, что обеспечило согласование расчётных и фактических данных с погрешностью не более $\pm 0,25$ %. При моделировании на участке длиной 120 км снижение совокупной ошибки учёта составило 30–35 % по сравнению со стандартными методиками коррекции [5]. Такие результаты согласуются с современными исследованиями по цифровым технологиям и цифровым двойникам в нефтегазовой отрасли [7].

Разработанный алгоритм формирует корректирующие коэффициенты для каждого режима работы ПР, что позволяет в автоматическом режиме поддерживать точность учёта в пределах нормативных требований. Это обеспечивает повышение достоверности коммерческих измерений, снижение рисков недоучёта и переучёта, а также соответствует стратегии цифровизации трубопроводного транспорта нефти в России.

Алгоритм прогнозирования отклонений метрологических характеристик, основанный на цифровом моделировании и адаптивной коррекции, позволяет существенно повысить точность учёта в системах измерения количества нефти. Его внедрение целесообразно в составе современных СИКН как элемент цифрового двойника измерительного узла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 8.586.1–2005. ГСИ. Измерение количества нефти и нефтепродуктов. Общие положения.
- 2 ГОСТ 8.586.3–2005. ГСИ. Средства измерений расхода и количества нефти и нефтепродуктов. Требования к метрологическому обеспечению.
- 3 СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Системы измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие требования.
- 4 Белов, В.В. Современные методы измерений в трубопроводном транспорте нефти и газа / В.В. Белов, И.Ш. Галиуллин. – Уфа: УГНТУ, 2018. – 214 с.
- 5 Свистов, В.А. Метрология, стандартизация и технические измерения / В.А. Свистов, С.П. Михайлов. – М.: Инфра-М, 2019. – 320 с.
- 6 Устюгов, М.С. Модернизация устройств очистки магистральных нефтепроводов / М.С. Устюгов, Ф.М. Малышенко. – Труды УГНТУ. – 2022. – №4. – С. 39–45.
- 7 Белов, В.В. Применение методов цифрового моделирования для повышения точности систем учёта нефти / В.В. Белов, Ф.Р. Ахметзянов. – Нефтегазовое дело. – 2021. – №19(2). – С. 112–119.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКЛОНЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА В СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ

В.Н. Валова
УГНТУ, г. Уфа

В условиях эксплуатации магистральных трубопроводов высокая точность измерения расхода нефти имеет ключевое значение для обеспечения достоверности коммерческого учёта. Согласно требованиям [1], отклонения в показаниях преобразователей расхода (ПР) должны находиться в пределах нормируемой погрешности, однако на практике на характеристики приборов существенно влияют изменения параметров рабочей среды. При колебаниях давления от 2,5 до 6,3 МПа и температуры от 10 до 45 °С относительная погрешность возрастает с 0,5 до 1,8 %, что подтверждается исследованиями российских учёных в области транспорта нефти [4].

Для анализа процессов измерения использовалась методология [2, 3]. Математическая модель основана на уравнении Бернулли с учётом гидравлических потерь. Для турбулентного режима ($Re > 4000$) коэффициент трения изменялся в пределах 0,018–0,035, что соответствует диапазону вязкости нефти от 2 до 20 мПа·с. Расчёты показали, что рост вязкости в 10 раз увеличивает систематическую погрешность ПР с 0,3 до 1,2 % [4].

Дополнительный фактор – влияние противотурбулентных присадок (ПТП). При концентрации ПТП 0,005 % масс. наблюдается снижение дисперсии показаний на 0,3–0,4 %, что подтверждает данные современных публикаций по вопросам стабилизации потока [7]. Таким образом, введение ПТП позволяет частично компенсировать рост погрешности, связанный с изменением вязкости и температурных условий.

Численная реализация модели выполнена с использованием итерационных методов и программных средств Python. Построенные зависимости показывают, что при снижении температуры нефти с 40 до 10 °С погрешность возрастает с 0,8 до 1,6 %. Полученные результаты хорошо согласуются с теоретическими выводами, [5], где отмечается критическая роль учёта реологических свойств при эксплуатации измерительных систем.

Особое внимание уделено сопоставлению расчётных данных с фактическими результатами эксплуатации. Верификация проведена на участке трубопровода длиной 120 км: расхождение не превышало $\pm 0,25$ %, что соответствует требованиям к поверке ПР в составе СИКН [2, 6].

В результате показано, что использование корректирующих функций, основанных на моделировании влияния давления, температуры, вязкости и

концентрации ПТП, позволяет снизить суммарную погрешность учёта на 20–25 % по сравнению с базовыми методиками. Такой подход соответствует современным тенденциям цифровизации нефтегазовой отрасли [7] и может быть интегрирован в архитектуру цифровых двойников узлов измерения.

Применение математического моделирования отклонений метрологических характеристик ПР с учётом реологических свойств и условий эксплуатации позволяет существенно повысить достоверность систем измерения количества нефти. Разработанная модель подтверждена эксплуатационными данными и может быть рекомендована для внедрения в составе современных СИКН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ 8.586.1–2005. ГСИ. Измерение количества нефти и нефтепродуктов. Общие положения.
- 2 ГОСТ 8.586.3–2005. ГСИ. Средства измерений расхода и количества нефти и нефтепродуктов. Требования к метрологическому обеспечению.
- 3 СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Системы измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие требования.
- 4 Белов, В.В. Современные методы измерений в трубопроводном транспорте нефти и газа / В.В. Белов, И.Ш. Галиуллин. – Уфа: УГНТУ, 2018. – 214 с.
- 5 Свистов, В.А. Метрология, стандартизация и технические измерения / В.А. Свистов, С.П. Михайлов. – М.: Инфра-М, 2019. – 320 с.
- 6 Устюгов, М.С. Модернизация устройств очистки магистральных нефтепроводов / М.С. Устюгов, Ф.М. Малышенко. – Труды УГНТУ. – 2022. – №4. – С. 39–45.
- 7 Белов, В.В. Применение методов цифрового моделирования для повышения точности систем учёта нефти / В.В. Белов, Ф.Р. Ахметзянов. – Нефтегазовое дело. – 2021. – №19(2). – С. 112–119.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДИНАМИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ УДАРНОЙ ВЯЗКОСТИ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА ГАЗОПРОВОДА ВБЛИЗИ КОЛЬЦЕВОГО СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Т.И. Вафин, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа

Актуальность темы деформационного старения металла трубопроводов, построенных с целью длительной эксплуатации, обеспечения надежного транспорта углеводородов и извлечения экономической выгоды нефтегазовым предприятиям [1], сохраняется и раскрывается в новой концепции для исследователей и специалистов из данной отрасли по мере изучения опубликованных сведений и нормативно-технической документации в области проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов [2-4].

В настоящем докладе предлагаются к заслушиванию экспериментальные данные, полученные впервые в ФГБОУ ВО «УГНТУ» (на момент подготовки доклада в опубликованных источниках подобных экспериментов не обнаружено). Выполнено планирование эксперимента (определение размеров, количества и места вырезки образцов), изготовление образцов в соответствии требованиям ГОСТ 9454-78, восстановление механических свойств металла термообработкой с последующим охлаждением в муфельной печи, измерение твердости и проведение динамических испытаний ударной вязкости при положительной и отрицательной температуре.

По сравнению с ранее полученными результатами по растяжению образцов из того же фрагмента трубопровода [5] экспериментально полученные данные по ударной вязкости повторили корреляционную зависимость и в количественном выражении показали более точные сведения о состоянии металла вблизи кольцевого сварного соединения.

Новые полученные результаты совместно с предыдущими экспериментальными данными по растяжению [5] позволяют обоснованно выполнить оценку старения металла за определенный срок эксплуатации газопровода.

В дальнейшей работе планируется повторение аналогичных испытаний на новых образцах с такой же маркой стали с целью обоснования выявленной корреляционной зависимости, уточнения области исследуемых параметров и снижения погрешности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ряховских И.В., Бессель В.В. Приоритетные направления развития технологических инноваций ПАО «Газпром» для обеспечения длительной безопасной эксплуатации газопроводов / Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2021. № 6 (198). С. 28 – 36.
2. Вафин Т.И., Гумеров А.К. О возможности совершенствования методики расчета долговечности газопровода // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2023. Т.1. С. 297.
3. Вафин Т.И., Гумеров А.К. Анализ актуальности проблемы обеспечения надежности и безотказности магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт – 2023: тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023. – С. 48-49.
4. Вафин Т.И., Гумеров А.К. К вопросу о старении металла трубопроводов // Трубопроводный транспорт – 2024: материалы XIX Международной научно-практической конференции, приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова и к 15-летию со дня образования ООО «НИИ Транснефть» (Уфа, 20-22 ноября 2024 г.). – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. Т.1. – С. 48-50.
5. Вафин Т.И., Гумеров А.К. Результаты статических испытаний прочности на растяжение основного металла газопровода вблизи кольцевого сварного соединения // Материалы 76-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2025. Т.1. С. 482.

**О ВЛИЯНИИ СОСТАВА И ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА
КОРРОЗИЮ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ
ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ CO₂ В РАМКАХ CCS И CCUS**

А.А. Гарифуллин

УГНТУ, г. Уфа

В данной работе рассматриваются актуальные проблемы и достижения, связанные с химическими реакциями и коррозией в системах транспортировки CO₂, особенно в рамках проектов улавливания, использования и хранения углекислого газа (CCS, CCUS). Одной из ключевых проблем является обеспечение безопасной, надежной и экономически эффективной транспортировки CO₂ по трубопроводам, учитывая высокую химическую активность примесей и их влияние на целостность инфраструктур.

Примеси в CO₂ способны вступать в сложные химические реакции, приводящие к образованию коррозионно-активных веществ, сильных кислот (H₂SO₄, HNO₃), твердых осадков и элементов серы, что существенно увеличивает риски повреждений материалов трубопроводов и ведет к росту затрат на эксплуатацию и ремонт. Низкие температуры эксплуатации, перепады давления и фазовые переходы усугубляют проблему, вызывая механические повреждения и ускоряя химические процессы разрушения [1,2].

В работе проведен системный анализ и обзор:

- химических реакций в плотной фазе CO₂ с примесями, такими как H₂O, SO_x, NO_x, H₂S, O₂ и аммиак, способных образовывать сильные кислоты и соединения, усиливающие риск коррозии;
- фазовых условий транспортировки, что ведет к изменению растворимости и выпадению примесей, создавая агрессивные среды в трубопроводах;
- методик и моделей для оценки химического взаимодействия примесей в CO₂, с акцентом на недостаток данных по кинетике реакций и по условиям низких температур;
- материалов для трубопроводов: углеродистая, низколегированная стали, коррозионностойкие сплавы и неметаллические трубы (ГПАТ, ПАТ и пр.);
- критических пределов содержания примесей в CO₂ для предотвращения кислотного выпадения и снижения коррозии.

Полученные результаты подтверждают, что сложный химический состав CO₂ и происходящие реакции значительно влияют на долговечность трубопроводных систем CCS и CCUS. Для повышения надежности рекомендуется разрабатывать четкие спецификации по составу CO₂, подбирать

материалы, устойчивые к условиям эксплуатации, и осуществлять дополнительное лабораторное и полевое исследование реакционной кинетики, растворимости и образования продуктов реакции.

В целом, комплексный подход, включающий разработку стандартизированных методов оценки и применения прогрессивных материалов, позволит снизить издержки и повысить безопасность долгосрочной транспортировки CO₂, что является важным условием успешной реализации глобальных проектов по снижению парниковых газов [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ванчугов И.М., Резанов К.С., Шестаков Р.А. "К вопросу о транспортировке сжиженного углекислого газа", Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023.
2. Легостаева Я.Б., Гололобова А.Г., Попов В.Ф., Макаров В.С. "Геохимические свойства и трансформация микроэлементного состава почв при освоении первичных месторождений алмазов в Якутии" // Записки Горного института. 2023. – DOI: 10.31897/PMI.2023.35.
3. Barrie J., Brown K., Hatcher P.R., Schellhase H.U. "Carbon dioxide pipelines: a preliminary review of design and risks" .

ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА В ТЕХНОГЕННЫХ ГРУНТАХ

Н.А. Гаррис, М.И. Байкова, А.М. Шаммазов, И.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа

В результате нарушения сплошности массива грунта при его естественном сложении происходит изменение его структуры, и грунт переходит в категорию техногенных. Определение теплофизических свойств мерзлых техногенных грунтов представляет большую сложность. При расчете теплообмена подземных трубопроводов с окружающей средой необходимо учитывать изменения свойств грунта, главным образом, расчетного коэффициента теплопроводности грунта $\lambda_{гр}$.

На основе анализа математических моделей для определения расчетного среднеинтегрального значения коэффициента теплопроводности грунта в зоне теплового влияния с учетом коэффициентов теплопроводности мерзлого λ_{mj} и талого $\lambda_{тj}$ грунтов предлагается использовать формулу Гаррис-Русакова [1]:

$$\lambda_{грj}^* = \frac{\lambda_{mj} - \lambda_{тj}}{\ln \frac{\lambda_{mj}}{\lambda_{тj}}}. \quad (1)$$

А также для определения коэффициента теплопроводности грунта при подсушке при повышении температуры перекачки нефти в неизотермическом режиме использовать формулу Тугунова-Гаррис:

$$\lambda_{гр} = \frac{\lambda_e - \lambda_{тр}}{\lg \frac{\lambda_e}{\lambda_{тр}}}, \quad (2)$$

где коэффициенты теплопроводности грунта λ_e и $\lambda_{тр}$ определены соответственно при температуре t_e грунта на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии и при температуре стенки трубопровода $t_{тр}$.

Кроме того, предлагается определять потери напора как сумму потерь энергии на трение h_{vj} и на преодоление сдвиговых напряжений $h_{тj}$ при перекачке вязко-пластичной нефти при малоинтенсивном теплообмене, что значительно упрощает расчеты по сравнению с другими методиками:

$$h_j = h_{vj} + h_{тj}. \quad (3)$$

Предложенные формулы рекомендовано использовать при проектировании нефтепровода и при расчете эксплуатационных нестационарных режимов для снижения негативного воздействия теплообменных процессов на техногенный грунт, нефтепровод и насосно-силовое оборудование. А также считать перекачку нефти при малоинтенсивном теплообмене предпочтительной в районах мерзлоты, что позволит снизить отрицательное воздействие высоких температур на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. N. A. Garrisa, I Rusakov, L R Baykova // New approach to estimation of thermal conductivity coefficient for underground pipeline forming a thawing halo in permafrost /IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conference Series, 1111(2018), 012016. doi: 10.1088/1742-6596/1111/1/012016

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МГНОВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО НЕФТЕПРОВОДА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОДАЧИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

*Н.А. Гаррис, И.Р. Байков, А.М. Шаммазов
УГНТУ, г. Уфа*

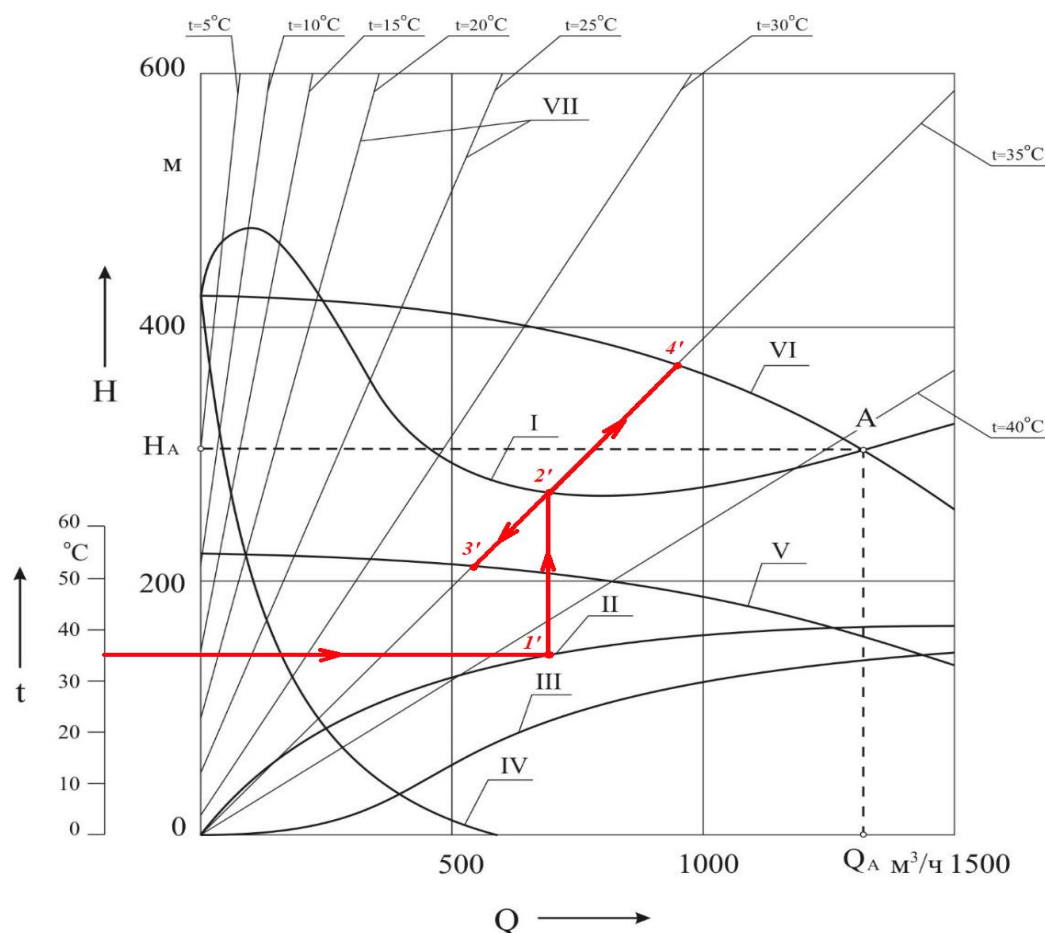
С изменением климата меняется температура грунта на глубине заложения оси трубопровода, что приводит к изменению температурного напора и теплоотдачи теплопровода в грунт, а значит и параметров перекачки, что приводит к изменению подачи центробежных насосов [1].

Расчеты эксплуатационных режимов нефтепровода представляют собой трудоемкие и объемные задачи. Однако, их можно стандартизировать, упростить и выполнять оперативно с использованием универсального метода динамических характеристик, особенностью которого является способность моделировать изменение подачи центробежных насосов, обусловленное изменением гидравлического сопротивления в трубопроводе. Потеря энергии в трубопроводе рассчитывается как сумма потерь на трение h_v и статического напряжения сдвига h_{τ_0} [2].

На рисунке 1 представлена динамическая характеристика, построенная на основе стационарной характеристики неизотермического трубопровода, перекачивающего бузачинскую вязкопластичную нефть (кинематическая вязкость нефти $\nu_{10} = 17,28 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; крутизна вискограммы $\mu = 0,0723 \text{ 1/}^\circ\text{C}$; температура появления статического напряжения сдвига $t_y = 19^\circ\text{C}$; напряжение сдвига при 2°C равно $\tau_0 = 1,91 \text{ Н/м}^2$), представляющая собой совокупность графика потребного напора трубопровода I, суммарной характеристики насосов VI, а также вспомогательных кривых средней II и конечной III температур перекачиваемой жидкости. В данном случае сетка мгновенных характеристик VII, построена с шагом по температуре, но в случае необходимости, может строиться с шагом по среднерасчетной вязкости.

По построению очевидно, что мгновенная характеристика становится круче с момента, когда температура жидкости в трубопроводе понижается, тогда точка ее пересечения с насосной характеристикой смещается влево, насосы сбрасывают подачу.

Алгоритм теплогидравлического расчета предусматривает последовательное определение температуры жидкости t_n в начале и t_k в конце трубопровода, потерь напора $h = h_v + h_{\tau_0}$ на преодоление гидравлического сопротивления трубопровода и потребного напора $H_{\text{потр}}$.



I – стационарная характеристика трубопровода; II, III – кривые среднерасчетных t_f и конечных t_K температур, соответственно; IV - кривая статических напоров h_{τ_0} ; V, VI – напорные характеристики насосов;
VII – мгновенные характеристики

Рисунок 1 – Динамическая характеристика трубопровода, перекачивающего бузачинскую вязкопластичную нефть

Предлагаемый способ прогнозирования подачи центробежных насосов применим не только на этапе проектирования, но и при эксплуатации нефтепровода, когда необходимо произвести ряд технологических расчетов с оценкой пусковых параметров центробежных насосов. Особый эффект применения метода можно достичь в условиях эксплуатации неизотермического трубопровода, когда в сочетании с мониторингом фактических температур перекачки нефти появляется возможность прогноза загрузки насосно-силового оборудования системы, а следовательно, повышение работоспособности и экономичности его работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н. А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: автореферат дис. докт. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 1998. – 48 с.
2. Методика теплогидравлического расчета мазутопроводов. Госкомнефтепродукт РСФСР // Отрасл. лабор. трубопров. транспорта / Тугунов П.И., Гаррис Н.А., Галиев В.С. – Уфа: УНИ, 1982. – 55 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

А.А. Гатауллин, УГНТУ, г. Уфа

Методы размыва донных отложений в резервуарах выполняют ряд важнейших функций в сфере нефтегазовой отрасли. Главная роль заключается в предотвращении накопления парафиновых осадков в резервуарах с целью сохранения качества продукта и полезного объема резервуара, а также недопущения коррозионных разрушений в районе образования осадков. Несмотря на доказанную экономическую эффективность, процесс размыва донных отложений сопровождается перерасходом электроэнергии и воды. При правильной оптимизации параметров очистки, можно добиться уменьшения ресурсных затрат и сокращения продолжительности данного процесса.

На сегодняшний день известны случаи разработки методик гидравлического расчёта с целью предотвращения нефтяных донных осадков [1], которые показали эффективность. Используя данные исследования, возможно создание математической модели процесса размыва отложений с использованием программы Ansys, которая будет учитывать реологические параметры нефтепродукта, состав осадков и параметры турбулентного потока. Вследствие применения предлагаемого метода будут оптимизированы давление, скорость потока и угол направления струи, что позволит максимально эффективно размывать отложения при большей экономии ресурсов.

Предварительный расчёт показал экономическую эффективность, в среднем составляющую в 15-20%. Сравнение эффективности методов представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение эффективности методов промывки резервуара

Показатель	Традиционный метод	Предлагаемый метод
Средний расход воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	55	40
Затраты электроэнергии, кВт · ч	672,15	558,06
Продолжительность очистки	120	95
Экономия	17 %	

Использование данного метода очистки поможет сэкономить 15-20 % при расходе воды и электроэнергии, а также увеличить скорость очистки на 20%, что в совокупности приведёт к снижению эксплуатационных затрат и снижению продолжительности очистки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Некрасов, В.О. Разработка методики гидравлического расчета устройства размыва и предотвращения образования нефтяных донных осадков в вертикальных стальных резервуарах / В.О. Некрасов, С.М. Дудин - Текст : электронный // Территория Нефтегаз. - 2014 - №3. - С. 77. – URL: clck.ru/3Q5gTq (дата обращения 27.10.2025).

ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ЭТАПЕ ОЧИСТКИ ОТ ИЗОЛЯЦИИ

А.А. Гашенко

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Развитие и длительная эксплуатация магистральных газопроводов приводит к постоянно возрастающим объемам капитальных ремонтов, в связи с этим на этапе эксплуатации магистральных газопроводов необходимо оценивать ремонтпригодность различных вариантов конструктивных решений. Под ремонтпригодностью, согласно ГОСТ Р 27.102-2021, понимается свойство объекта, заключающееся в его приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособности объекта путем технического обслуживания и ремонта. Различные конструктивные решения и обеспеченность ремонтными устройствами трубопроводов, ведет к разной степени ремонтпригодности. Оценивать ремонтпригодность того или иного трубопровода следует по математической модели, учитывающей трудоемкость ремонта технического объекта.

Составим вероятностно-статистическую модель ремонтпригодности магистрального газопровода на этапе очистки от изоляции. На основе фотохронометражных наблюдений удаления вручную старого изоляционного покрытия участка трубопровода условным диаметром 500 мм и длиной 100 м, средняя трудоемкость процесса составила 65,65 чел-ч. Так как время, затрачиваемое на удаление вручную старого изоляционного покрытия газопровода, может быть как больше, так и меньше среднего значения, воспользуемся законом нормального распределения случайной величины:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma^2}}, \quad (1)$$

где M_x - математическое ожидание случайной величины;

σ – среднеквадратическое отклонение случайной величины.

Для составления математической модели сгенерируем случайные числа с нормальным распределением. Результаты статистической обработки данных представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Вариационный ряд трудоемкости очистки трубопровода от старой изоляции

Номер интервала	Интервал группы	Середина интервала	Частота
1	60...62,4	61,2	4
2	62,4...64,8	63,6	11
3	64,8...67,2	66	15
4	67,2...69,6	68,4	7
5	69,6...72	70,8	2
6	72...74,4	73,2	1

После проведенных расчетов определим среднеквадратическое отклонение равное 2,6944. Плотность распределения примет вид:

$$f(x) = 0,1484 \cdot e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma^2}}, \quad (2)$$

Проинтегрировав формулу 2 получим вероятностно-статистическую модель ремонтпригодности газопровода на этапе удаления вручную старого изоляционного покрытия:

$$F(x) = 0,1484 \int_0^x e^{-\frac{(x-M_x)^2}{2\sigma^2}} dx. \quad (3)$$

Подставляя вместо x значение t , можно получить кривую вероятности выполнения очистки трубопровода от старой изоляции за заданное время одним работником, представленную на рисунке 1.

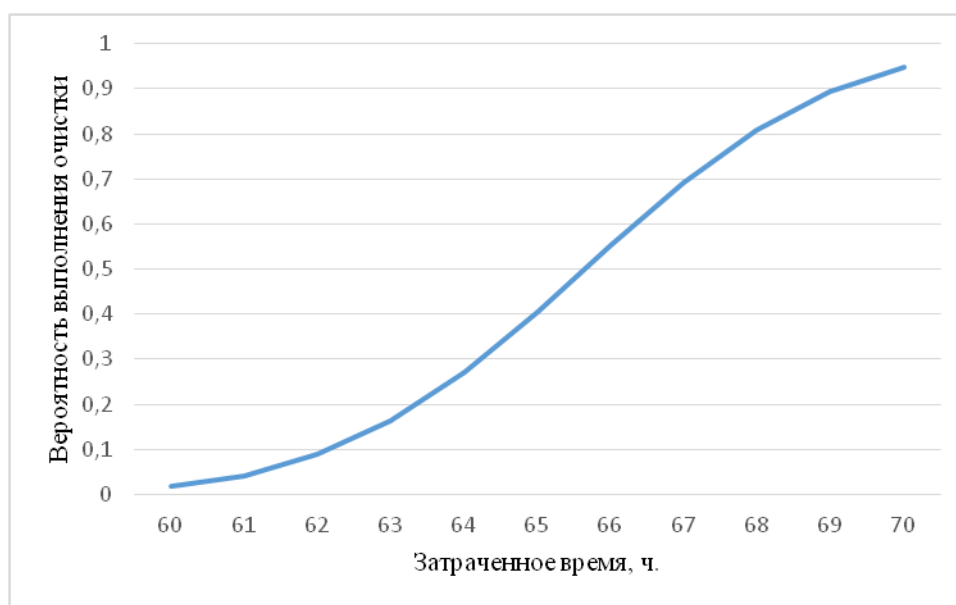


Рисунок 1 - График зависимости вероятности выполнения этапа очистки трубопровода условным диаметром 500 мм и длиной 100 м от изоляции одним работником

Для повышения вероятности выполнения работ по очистке трубопровода от старой изоляции необходимо увеличивать производительность персонала путем повышения квалификации, а также применением средств малой механизации.

**ИССЛЕДОВАНИЕ АДГЕЗИОННЫХ И
САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХ СВОЙСТВ РЕАКТИВНОЙ
АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ АСМОЛЬНЫХ
МАТЕРИАЛОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ И
ПРОИЗВОДСТВА**

*М.А. Гладких
УГНТУ, г. Уфа*

Изоляционные покрытия обеспечивают первичную, «пассивную» защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию «диффузионного барьера», через который затрудняется доступ к металлу коррозионно-активных агентов (воды, почвенного электролита, кислорода воздуха). При появлении в покрытии сквозных дефектов трубопроводы защищаются от коррозии средствами катодной защиты (вторичная «активная защита от коррозии»).

Современной тенденцией применения изоляционных покрытий для защиты трубопроводов от почвенной коррозии является использование труб с защитным покрытием заводского нанесения. Технология нанесения изоляционных материалов в заводских условиях позволяет получать качественное покрытие, у которого срок службы соответствует сроку службы металлу трубы. Такие покрытия обладают высокой диэлектрической сплошностью, низкой влажностепрооницаемостью, хорошими механическими характеристиками, высокой и стабильной во времени адгезией к стали, стойкостью к катодному отслаиванию, устойчивостью к старению. Однако ни один из видов «пассивной» защиты магистральных трубопроводов не обладает эффектом самовосстановления дефектов.

В настоящее время в России выпускается антикоррозионный изоляционный материал асмор и рулонные изоляционные материалы на его основе. Особенностью асмора является то, что он обладает дополнительной химической адгезией к металлу, что позволяет продлить срок службы защитного покрытия и, как следствие, самого трубопровода, а также эффектом самовосстановления дефектов покрытия.

Предполагаемая химическая адгезия асмора с металлом является одним из ключевых факторов в возможности самовосстанавливать дефекты изоляционных покрытий. За счет комплекса «вязкоупругие свойства+химическая адгезия» уникальная конструкция покрытия способна залечивать дефекты, полученные в результате погрузо-разгрузочных, укладочных работ и «дыхании» трубопровода.

Эффект самовосстановления заключается в способности покрытия обеспечить защиту образовавшегося дефекта за счет движения мастичного слоя внутри его конструкции.

Для подтверждения эффекта самовосстановления была разработана конструкция изоляционного покрытия, в составе которого присутствует подвижный слой, обеспечивающий залечивание дефектов, армирующий слой

для упрочнения самой конструкции и обертка, снижающая диффузию агрессивной среды к металлу (рисунок 1).



1 – металл трубопровода; 2 – слой грунтовки асвольной; 3 – слой рулонного армированного Асмола, АРМАС; 4 – слой рулонного асвольного материала с увеличенным асвольно-мастичным слоем, ЛИАМ.

Рисунок 1 – Предлагаемая конструкция самовосстанавливающегося покрытия с применением ленты ЛИАМ с увеличенным мастичным слоем

Образование химической адгезии и эффект самовосстановления асвольного покрытия позволяет обеспечить дополнительную защиту от коррозии и как следствие повышает надежность и безопасность магистральных трубопроводов.

В трассовых условиях неэффективно применять различные технологии нанесения («горячую» и «холодную») покрытия на поверхность металла, то есть совмещение расплава Асмола и лент АРМАС и ЛИАМ.

С целью уменьшения трудозатрат при нанесении самовосстанавливающегося изоляционного покрытия на поверхность трубопровода оптимальнее использовать только технологию «холодного» нанесения с применением рулонных материалов. Для этого предлагается использовать ленту ЛИАМ с увеличенным асвольно-мастичным слоем. Предполагается увеличить толщину мастики Асмола на ленте ЛИАМ примерно в 2 раза

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гладких И.Ф., Гладких М.А., Солонин П.И., Бахтизин Р.Н., Кузнецов С.В., Соколова В.В. Инновационный изоляционный материал в аспекте обеспечения безопасности транспорта углеводородного сырья // «Нефтегазовое дело». 2024. № 4. С. 304–312.
2. Асмола и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов / Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких, К. М. Гумеров и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 205 с.

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ НАЗЕМНОМ ЛАЗЕРНОМ СКАНИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ

Н.Н. Горбань¹, Г.Г. Васильев², А.П. Сальников²

¹*АО «КТК-Р», г. Москва*

²*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

Наземное лазерное сканирование (далее – НЛС) сегодня стало широко применяемым инструментом при выполнении работ по техническому диагностированию вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов (далее – резервуаров). Примеры использования технологии НЛС можно найти во многих нефтегазовых компаниях России (ПАО «Транснефть», АО «КТК-Р», ПАО «НК «Роснефть» и других). Интерес к данной технологии вызван большим количеством диагностических данных, которые она позволяет получить при обследовании резервуаров.

В научной литературе [1, 2, 3, 4] и стандартах организаций разработаны методики и требования к применению технологии НЛС при обследовании резервуаров. Однако, в рамках разработанных методик остаются задачи, решение которых позволит повысить эффективность применения данной технологии.

Работа авторов посвящена учету конструктивных элементов (далее – КЭ) резервуаров при разработке схемы размещения сканерных станций (далее – СкС). Под СкС при этом понимаются точки (места) расположения лазерного сканера. В зависимости от взаимного расположения СкС и КЭ значительная часть поверхности резервуара может быть перекрыта, что приведет к потере большого количества диагностических данных о резервуаре и усложнит дальнейший процесс камеральной обработки результатов НЛС.

Для разработки методики, которая позволит учесть расположение КЭ при разработке схемы размещения СкС и уменьшить зону перекрытия, авторами был проведен анализ КЭ резервуаров и разработана их типизация на основании приведения КЭ к простым геометрическим телам:

- а) цилиндрические объекты, которые включают КЭ типа 1, 2а и 2б;
- б) объекты в виде параллелепипедов (параллелепипеды), которые включают КЭ типа 3, 4а и 4б;
- в) объекты в виде прямоугольных параллелепипедов с двумя полуцилиндрами, которые включают КЭ типа 5;
- г) кольцевые объекты (кольца), которые включают КЭ типа 6а и 6б.

Для оценки площади поверхности резервуара, перекрытой КЭ, авторам предложено использование известной зависимости (рисунок 1) [5]:

$$S = \iint_{D_{Yoz}} \sqrt{1 + \left(\frac{\partial x}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial x}{\partial z}\right)^2} dz dy, \quad (1)$$

где D_{YOZ} – область на плоскости YOZ , на которую проецируется данная часть поверхности; $x = f(y, z)$ – уравнение поверхности резервуара.

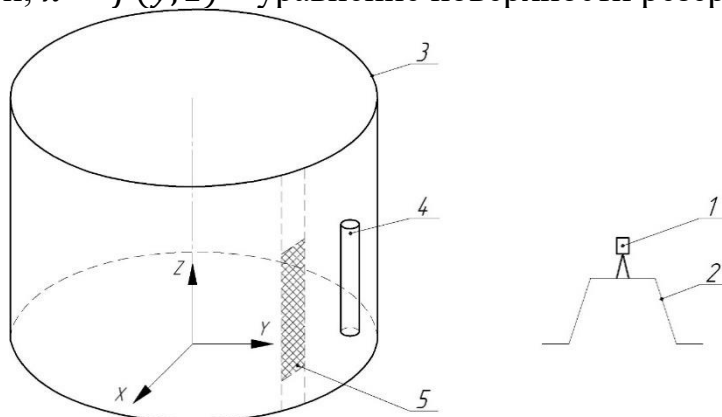


Рисунок 1 – Принципиальная расчетная схема

1 – НЛС; 2 – обвалование (иная площадка расположения сканера); 3 – сканируемый резервуар; 4 – КЭ резервуара; 5 – часть поверхности резервуара, перекрываемая КЭ

На основании выражения (1) авторами разработаны зависимости, которые позволяют оценить площадь поверхности резервуара перекрытой КЭ при определенном положении относительно СкС. Так, для КЭ типа 1 (цилиндрические КЭ, расположенные вертикально параллельно стенке, но отстающие от нее), представленного на рисунке 1, получим

$$S = R(z_2 - z_1) \left(\arcsin \left(\frac{y_2}{R} \right) - \arcsin \left(\frac{y_1}{R} \right) \right), \quad (2)$$

где z_1 и z_2 – границы интегрирования по высоте КЭ, известные из конструкции резервуара и его КЭ; R – радиус резервуара; y_1 и y_2 – границы интегрирования, определяемые по отдельным выражениям.

Применение разработанных авторами зависимостей для оценки площади поверхности резервуара, перекрытой КЭ, позволяет выбрать наиболее рациональную схему размещения СкС и получить максимальный объем информации о поверхности резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сальников А.П. Оценка напряженно-деформированного состояния резервуаров по результатам наземного лазерного сканирования: дис. канд. техн. наук: 25.00.19. Москва, 2016. 167 с.
2. Горбань Н.Н. Разработка методики мониторинга малоциклового усталости в локальных геометрических дефектах стенки резервуаров морских терминалов нефти: дис. канд. техн. наук: 25.00.19. Москва, 2021. 148 с.
3. Горбань Н.Н., Васильев Г.Г., Сальников А.П., Шитов С.И. Разработка схемы размещения сканерных станций при наземном лазерном сканировании резервуаров с учетом требований к погрешности результатов измерений // Нефтяное хозяйство. 2020. №2. С. 74-78. DOI 10.24887/0028-2448-2020-2-74-78.
4. Горбань Н.Н., Сальников А.П., Пирожков В.Г. Критерии выбора оптимального положения сканерных станций при наземном лазерном сканировании резервуаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2022. № 1(81). С. 42-47.
5. Пискунов Н.С. Дифференциальное и интегральное исчисления для втузов. Том 2. М.: Наука, 1985. 560 с.

ИЗМЕРЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПРОДОЛЬНОЙ ЭДС В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Э.А. Гуцин, О.Н. Ракито, УГТУ, г. Ухта

Систематический анализ причин крупных аварий показывает, что основная часть неисправностей трубопроводной системы связано с коррозией труб. В связи с этим, как в России, так и за рубежом, ведутся работы по повышению надежности этих систем. Одним из ключевых направлений является совершенствование защиты трубопроводов от коррозии, индуцированной электромагнитными полями высоковольтных ЛЭП переменного тока.

На подземных магистральных трубопроводах, проложенных в зоне влияния высоковольтных линий электропередач номинальным напряжением 110 кВ и более, возникает наведенная ЭДС (электродвижущая сила). Наведенная ЭДС оказывает влияние на протекание коррозионного процесса и работу средств противокоррозионной защиты.

Для изучения магнитного влияния ВЛ на трубопровод за основу была взята одна из методик оценки опасного воздействия высоковольтных линий электропередач на подземные трубопроводы.

После расчета был сделан вывод, что величина продольной электродвижущей силы имеет выраженную линейную зависимость от величины тока в проводе ВЛЭП, в то время как вариации удельного сопротивления грунта не приводят к ее значительным изменениям. Таким образом, ключевым параметром, управляющим процессом наведения, является токовая нагрузка ВЛЭП.

Для дальнейшего исследования были проведены фактические измерения продольной ЭДС.

Были проведены измерения продольного ЭДС на расстоянии от центра опор и проведено сравнение данных значений с расчётной методикой, представленных в таблице 1

Таблица 1 – Значения измерения и расчета продольного ЭДС на расстоянии 0;10;20;30;40;50 м от ВЛ

а _э	ЭДС, мВ				
	50 А	100 А	200 А	300 А	факт
0	77	155	309	464	88
10	54	107	214	322	58
20	28	55	110	166	45
30	17	35	69	104	36
40	13	25	50	75	29
50	11	21	43	64	25

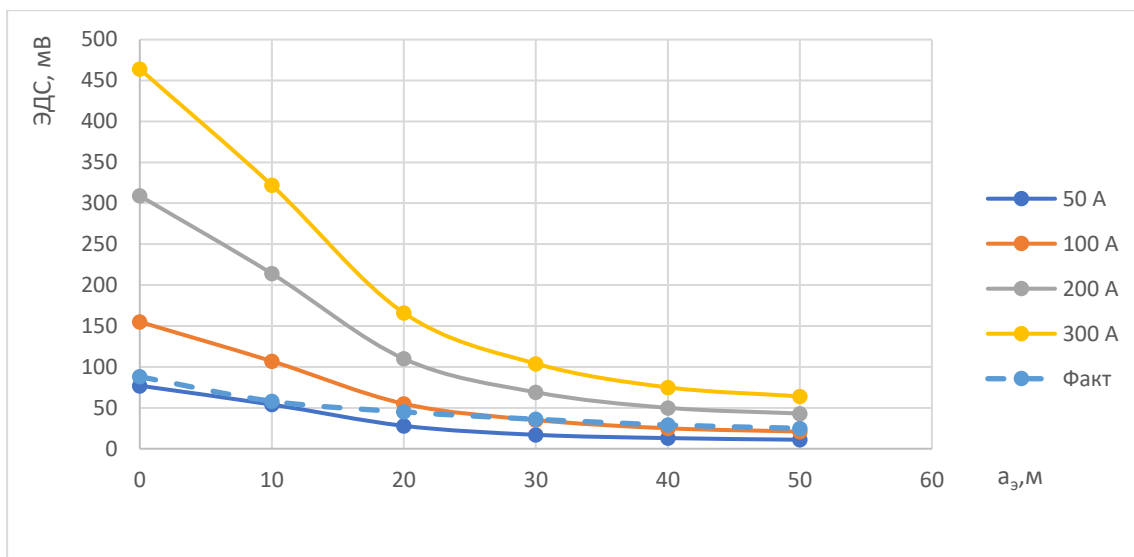


Рисунок 1 – Значения измерения и расчета продольного ЭДС на расстоянии 0;10;20;30;40;50 м от ВЛ

Фактические значения в ближней зоне влияния ВЛ значительно меньше расчетных такие расчетные значения могут быть получены если сила тока принимается в 3 раза меньше номинальной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Яблучанский, П.А. Обоснование мероприятий по защите подземных нефтегазопроводов от коррозионного воздействия высоковольтных линий электропередачи переменного тока: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Яблучанский Павел Анатольевич. – СПб, 2014. – 126 с
2. Захаров Д.Б. Об оценке коррозионного воздействия ЛЭП на подземный трубопровод при их пересечении / Д.Б. Захаров, П.А. Яблучанский, А.В. Титов // Территория нефтегаз, 2013. –Т.7. – С. 319
3. Иващенко И.С., Горбачев С.В. Оценка влияния высоковольтных линий электропередач переменного тока на подземные трубопроводы ООО «Газпром трансгаз Ухта» // Рассохинские чтения: материалы конференции / под редакцией Р. В. Агинеи. – Ухта: УГТУ, 2022. – 322 с

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УСТРАНЕНИЮ МЕСТ НЕДОЗАЩИТЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ НОРМАТИВНОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

И.А. Давыдов, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта

Общая протяженность магистральных газопроводов в Российской Федерации составляет более 170 тыс. км и постоянно увеличивается. Надежность систем трубопроводного транспорта газа является важнейшим фактором стабильности и роста экономического потенциала страны.

Основным материалом, из которого изготавливаются магистральные трубопроводы, является сталь, которая в процессе эксплуатации подвергается коррозионному воздействию окружающей трубопровод среды [1].

Основной задачей эксплуатирующих магистральные трубопроводы организаций является обеспечение безаварийной деятельности объектов в течение заявленного срока службы [2].

Коррозией называют процесс электрохимического или химического разрушения металла при взаимодействии его с агрессивной средой. Коррозия вызывает серьёзные экологические и экономические последствия, так как затраты, связанные с ремонтом или заменой приборов и коммуникаций, водопроводных труб, во много раз превышают стоимость металла, из которого они изготовлены, а её продукты вызывают загрязнение окружающей природной среды, негативно отражаются на здоровье и жизни людей [3].

Распределение защитных потенциалов, согласно сезонным замерам разности потенциалов «труба-земля» на всех КИП, представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – График распределения защитного потенциала по трассе магистрального газопровода

Основными способами устранения мест недозащиты от коррозии являются:

- ремонт изоляционного покрытия;
- ремонт неисправных элементов оборудования ЭХЗ;
- применение электроизолирующих вставок (ВЭИ) на газопроводе;
- оптимизация режима работы СКЗ;
- установка временной СКЗ на участках с недозащитой от коррозии.

Для выбора комплекса методов по устранению мест недозащиты от коррозии и обеспечению нормативной защищенности участка газопровода необходимо придерживаться разработанного алгоритма (Рисунок 2).

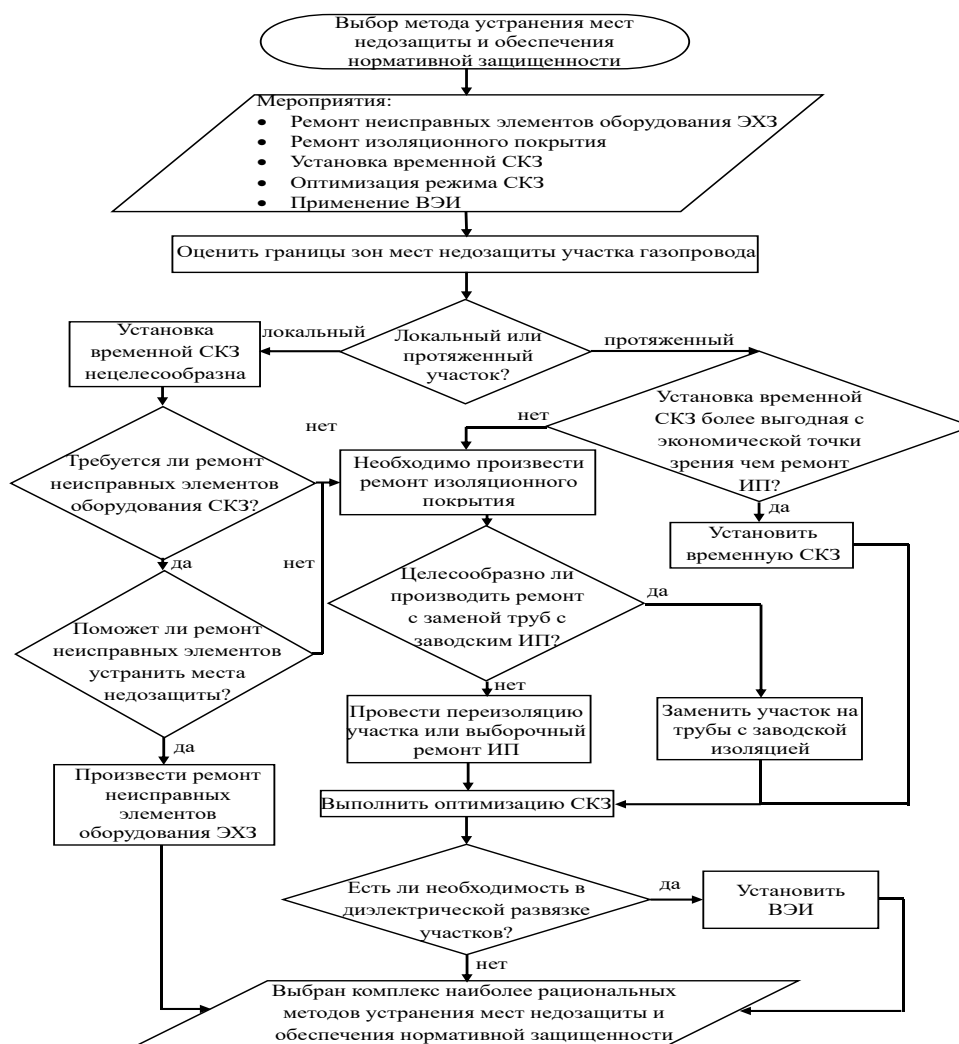


Рисунок 2 - Алгоритм выбора комплекса методов по устранению мест недозащиты от коррозии и обеспечению нормативной защищенности участка газопровода

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Рахманкулов, Д.Л. Электрохимическая защита от коррозии в примерах и расчетах: Учебное пособие, Том 2 / Д. Л. Рахманкулов, М. В. Кузнецов, Н. А. Гафаров и др. – Уфа: Реактив, 2003. – 160 с. – ISBN 5-88333-097-5/.
- 2 ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Москва: Стандартинформ, 1998. – 45 с.
- 3 Агиней, Р. В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газонефтепроводов / Р. В. Агиней, Ю. В. Александров. – Санкт-Петербург: Недра, 2012. – 394 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПО «ANSYS»*Д.Ю. Давыдов, УГНТУ, г. Уфа*

Коррозионный износ нефтегазовых трубопроводов является одной из наиболее серьёзных проблем при эксплуатации оборудования в агрессивных средах. Воздействие углекислого газа, сероводорода, влаги и солей приводит к разрушению металла и деградации – его свойств, снижению прочности и риску аварий. Для повышения надёжности необходимо использовать современные инструменты численного моделирования, позволяющие прогнозировать скорость, локализацию и форму коррозии при различных эксплуатационных режимах.

Традиционно применяемые методы оценки технического состояния трубопроводов – визуальные осмотры, внутритрубная диагностика, лабораторные испытания, электрохимические измерения – не позволяют определять механизм коррозионного износа и прогнозировать его развитие. Поэтому применение программных комплексов (ПК) для конечно-элементного анализа механики твердых тел, таких как ANSYS, становится всё более востребованным направлением, позволяющим сочетать механический анализ, гидродинамику и химические реакции в единой среде моделирования.

В среде ANSYS Fluent возможно моделирование различных типов коррозионного воздействия: равномерного (uniform), локализованного (pitting), гальванического, коррозии под напряжением (SCC), а также комбинированных процессов – эрозионно-коррозионного взаимодействия, разрушения пассивных слоёв, роста трещин и др. Несмотря на то, что в ANSYS нет специализированного модуля коррозии, существующие инструменты позволяют реализовать комплексную модель за счёт сочетания модулей CFD, реакционной кинетики, тепломассопереноса и механического анализа (FEA).

Основные подходы включают:

- использование ANSYS Fluent для расчёта скорости химических реакций, переноса ионов и растворённых веществ с учётом анодных и катодных реакций (через блок Species Transport и UDF-функции);
- применение Water Corrosion Pre Tool для задания параметров коррозионной среды;
- использование динамической сетки (Dynamic Mesh) для учёта истончения стенки металла и изменения геометрии в ходе коррозионного процесса;
- передачу данных между Fluent и Mechanical для учёта снижения толщины и последующего анализа напряжённого состояния трубы (например, при расчёте остаточного ресурса);
- использование мультифизических phase-field моделей при исследовании локализованных форм коррозии и коррозионного трещинообразования.

Для оценки применимости ПК Ansys был проведен обзор зарубежных подходов к моделированию коррозии и анализ реализуемых методов, построена базовая геометрии трубопровода и создана расчётная сетка для однофазного

течения. Также проведена первичная оценка влияния температуры, скорости потока и размера механических на скорость коррозии.

В дальнейшем планируется реализация модели двухфазного потока (газ-жидкость), применение динамической сетки для моделирования уменьшения толщины стенки и передача полученных данных в ANSYS Mechanical для анализа изменения напряжений и деформаций.

Моделирование коррозионных процессов в ANSYS позволяет объединить химические, гидродинамические и механические аспекты в единой среде. Использование модулей Fluent и Mechanical обеспечивает возможность построения прогнозных моделей долговечности оборудования. Проведённые расчёты подтвердили применимость подхода для простейших сценариев, а дальнейшая работа направлена на расширение модели и её валидацию для промышленных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. W. Wang et al. CFD-Based Erosion and Corrosion Modeling of a Pipeline with CO₂-Containing Gas–Water Two-Phase Flow. *Energies*, 2022. MDPI.
2. C. Dong et al. Integrated Computation of Corrosion: Modelling, Simulation and Applications. *Progress in Natural Science: Materials International*, 2021. ScienceDirect.
3. Modeling Species Transport and Finite-Rate Chemistry. ANSYS Fluent Documentation.
4. C. Cui, R. Ma, E. Martínez-Pañeda. A Generalised Multi-Phase-Field Theory for Dissolution-Driven Stress Corrosion Cracking. *arXiv*, 2022.
5. M. Makuch et al. A Microstructure-Sensitive Electro-Chemo-Mechanical Phase-Field Model of Pitting and Stress Corrosion Cracking. *arXiv*, 2024.

ВЫВОД КРИТЕРИАЛЬНОГО УРАВНЕНИЯ ДЛЯ ЧИСЛА НУССЕЛЬТА ПРИ КОНВЕКЦИИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОДЗЕМНЫХ ЕМКОСТЯХ

*И.В. Дехтярь,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург*

Неотъемлемой составляющей при расчетах температуры высоковязких нефтепродуктов на период их хранения в подземных емкостях является определение полного коэффициента теплоотдачи. Однако на температуру высоковязких нефтепродуктов оказывает влияние глубина заложения и геометрические размеры емкости, исходная температура нефтепродукта при наливе, теплофизические свойства нефтепродукта и грунта.

Коэффициент теплоотдачи α , Вт/(м²·К), зависит от реологических свойств нефтепродукта, а именно кинематической вязкости ν , мм²/с, коэффициента теплопроводности нефтепродукта λ_n , Вт/м·К, плотности ρ , г/см³, удельной теплоемкости C_p , кДж/(кг·К), коэффициента температурного расширения нефтепродукта, β_t , °С⁻¹. На теплоотдачу существенное влияние оказывает характер движения высоковязкого нефтепродукта. В силу того, что в емкостях высоковязкий нефтепродукт подвержен естественной конвекции, на коэффициент теплоотдачи оказывает влияние разность температур нефтепродукта T_n и окружающей среды T_0 и свойства нефтепродукта, определяемые критериями Грасгофа и Прандтля

$$Pr = \frac{\nu}{a} = \frac{\nu \cdot \rho \cdot C_p}{\lambda_n}, \quad (1)$$

$$Gr_o = \frac{d^3 \cdot g \cdot \beta_t \cdot (T_n - T_0)}{\nu^2}, \quad (2)$$

где a – коэффициент температуропроводности, м²/с, Gr_o – число Грасгофа, определенное относительно разницы температуры нефтепродукта и температуры окружающей среды, d – внутренний диаметр емкости, м.

По причине того, что температура стенки является изначально неизвестной величиной, ее необходимо определять с помощью многократных итераций с использованием уравнения теплового баланса.

Исходя из анализа и математической обработки формул для расчета коэффициента внутренней теплоотдачи получено новое критериальное уравнение для числа Нуссельта при теплоотдаче к стенке подземной емкости

$$Nu = 0.6211 \cdot (Gr \cdot Pr)^{0.1996} \cdot (\theta_{ex})^{0.1471}, \quad (3)$$

где $Nu = \frac{d \cdot \alpha_1}{\lambda_n}$ – число Нуссельта при теплоотдаче к внутренней стенке подземной емкости, $\theta_{ex} = \frac{d \cdot \alpha_2}{\lambda_{n,0}}$ – безразмерный параметр, характеризующий внешнюю теплоотдачу от емкости в грунт, $\lambda_{n,0}$ – коэффициент теплопроводности нефтепродукта при температуре окружающей среды T_0 , Вт/м·К, $\alpha_2 =$

$\frac{2 \cdot \lambda_{\Gamma}}{\left(\ln \left(4 \frac{H_{\Gamma}^2}{R^2} + 1 \right) + \frac{8 H_{\Gamma} \cdot \lambda_{\Gamma}}{\alpha_0 (R^2 + 4 H_{\Gamma}^2)} \right)}$ – коэффициент внешней теплоотдачи, Вт/(м² · К), R – радиус резервуара, м, H_{Γ} – глубина заложения резервуара до оси, м, λ_{Γ} – коэффициент теплопроводности грунта, окружающего резервуар, Вт/(м² · К), $\alpha_0 \approx 11.63$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух, Вт/(м² · К).

До использования в расчетах уравнения (3) коэффициент внутренней теплоотдачи для горизонтальных цилиндрических емкостей определялся по формуле $\alpha_1 = 0.5 \frac{\lambda_n}{d} \cdot (Gr_d \cdot Pr)^{0.25} \cdot \left(\frac{Pr_n}{Pr_{ст}} \right)^{0.25}$, Вт/(м² · К) (индекс «п» означает среднее значение, «ст» – стенка емкости), где наиболее затруднительным является определение параметров стенки емкости.

После постановки математического эксперимента было выведено уравнение для числа Нуссельта, описывающее теплоотдачу к внутренней стенке подземной емкости, графическое представление которого показано на рисунке 1.

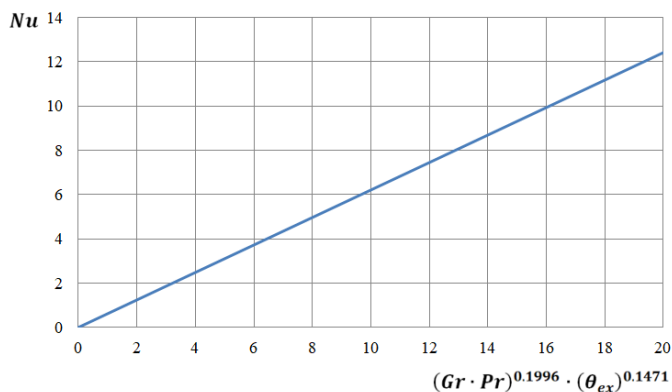


Рисунок 1 – График функции (3) числа Нуссельта

Применение предложенного уравнения в тепловом расчете исключает необходимость использования итерационного метода решения, поскольку температура стенки в нем отсутствует, что делает тепловой расчет подземных емкостей простым в использовании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
- 2 Фукс, Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Г.И. Фукс. Москва – Ижевск.: Институт компьютерных исследований, 2003. – 328 с.
- 3 Цветков, Ф.Ф. Тепломассообмен / Ф.Ф. Цветков, Б.А. Григорьев. М.: Издательство МЭИ, 2005. – 550 с.
- 4 Коршак, А.А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа / А.А. Коршак. Ростов-на-Дону.: Феникс, 2015. – 365 с.
- 5 Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа.: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 655 с.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ КОМПАКТ-ПРУВЕРОВ ПРИ УЧЕТЕ ОТГРУЖАЕМОЙ В ТРУБОПРОВОДЫ НЕФТИ

О.А. Дмитриев, УУНУТ, г. Уфа

Системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) используются на пунктах сдачи-приемки нефти для точного измерения количества отгружаемой в трубопроводы нефти. Нормативными документами требуется периодический контроль метрологических характеристик расходомеров на измерительных линиях с помощью поверочных установок (ПУ). Сегодня в качестве ПУ наиболее часто используются трубопоршневые установки (ТПУ) и компакт-пруверы (КП). Компакт-пруверы, за счет своего малого объема, имеют лучшие массогабаритные показатели. Но по этой же причине КП гораздо более чувствительны ко всевозможным влияющим факторам по сравнению с ТПУ. Одним из таких влияющих факторов является качество уплотнителей и внутренней поверхности цилиндра КП. При возникновении повреждения уплотнителя поршня и/или поверхности возникает протечка, то есть самопроизвольное перемещение жидкости между полостями КП, находящимися по разные стороны от поршня. По теоретической оценке автора, значение относительной погрешности калиброванного объема при диаметре дефекта в 1 мм может составлять сотые доли процента и быть сопоставимым с погрешностью КП (0,05 %) малых типоразмеров. Причиной таких дефектов являются либо естественный износ уплотнителей, либо воздействие твердых абразивных частиц, содержащихся в исследуемой среде, на уплотнители и поверхность.

Для своевременного выявления протечек используются тесты с использованием системы контроля протечек [1]. Однако точный вывод о виде дефекта и его местоположении возможно сделать лишь при разборе КП. При выявлении дефекта уплотнителя он, как правило, подлежит замене. При выявлении дефектов внутренней поверхности КП необходимы работы по восстановлению.

Для восстановления внутренней поверхности цилиндра КП и его штока (с глубиной повреждений в пределах 1 мм) может использоваться метод селективной электрохимической металлизации [2]. Один из вариантов выполнения этой процедуры приведен в [3]. С учетом двух приведенных источников:

1) дефектное место (царапина, риска) локализуется с помощью клейкой ленты и подключается к катоду источника питания (ИП), а затем обрабатывается веществами-активаторами. В качестве ИП могут использоваться стабилизированные высокотоковые БП на 24 VDC;

2) специалист оперирует графитовым анодом, обернутым абразивным скотч-брайтом. Происходит непрерывное натирание дефекта;

3) с помощью насоса в зону дефекта непрерывно подается электролит. В качестве насосов используют перистальтические насосы с низкой производительностью;

4) под воздействием постоянного электрического тока металл из электролита осаждается на поверхность дефекта;

5) по окончании процесса производится механическая обработка с занижением от первоначального диаметра на двадцать-тридцать микрон. Восстановление шероховатости поверхности может вестись с помощью гравера;

6) в область устраненного дефекта наносится финишное, никелевое или никель-кобальтовое, покрытие с твердостью 54-56 HRC;

7) контроль геометрических отклонений производят индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм.

Удобство вышеописанного метода – в возможности его использования непосредственно на удаленном нефтяном объекте без применения дорогостоящего оборудования. Для подобной процедуры требуется два инженера-наладчика со второй группой допуска по электробезопасности (до 1000 В). После проведения всех ремонтных процедур уплотнителей и/или поверхности КП в обязательном порядке должен вновь проходить поверку в связи с возможным изменением калиброванного объема.

Другим путем обеспечения сохранности формирователей калиброванного объема КП является применение превентивных методов, например:

1) улучшенной фильтрации среды на входе в измерительную систему/измерительную линию. Количество/качество фильтров не всегда возможно улучшить, так как существует ограничение в виде допустимого падения давления на СИКН.

2) использования перспективных конструкций КП, нивелирующих воздействие твердой фазы. Известен патент на полезную модель КП с переменным диаметром измерительного цилиндра [4].

3) применения высокоточного мутномера, по команде которого КП гидравлически отсекается от линии при поступлении среды с высоким содержанием твердых частиц. Предполагаемый размер контролируемых частиц должен учитываться, так как он влияет на перерасеяние частицами излучаемого источником света и, соответственно на параметры реализуемой мутномером измерительной схемы [5, с. 106].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Дмитриев О.А. Автоматизированная система контроля протечек компакт-прувера. // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2024. – № 7 (612). – С. 5-9.

2 ПАО «Транснефть». Тендер: Восстановление внутренней поверхности цилиндра установки поверочной (компакт – прuvera) CP 34 [сайт] – URL: <https://rostender.info/region/leningradskaya-oblast/primorsk/73036813-tender-vosstanovlenie-vnutrennej-poverhnosti-cilindra-ustanovki-poverochnoj-kompakt-pruvera-sr-34-dlya-ooo-transneft-port-primorsk> (дата обращения: 27.10.2025).

3 Новое в ремонте штоков гидроцилиндров экскаваторов [сайт] – URL: https://exkavator.ru/main/news/inf_news/2850_novoe_v_remonte_shtokov_gidrotsilindrov_ekska_vatorov.html (дата обращения: 27.10.2025).

4 Патент на полезную модель №221573 Российская Федерация, МПК G01F 25/00 (2006.01). Расходомерная труба компакт-прувера : №2023120820 : заявлен 09.08.2023 : опубликован 13.11.2023 / Бережанский Н.И., Колбанев Н.И., Просиков Д.В. ; заявитель ПАО «Транснефть». – 10 с. : ил.

5 В.С. Фетисов. Фотометрические полевые средства измерений концентрации жидких дисперсных систем. Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – Уфа: УГАТУ, 2005. – 233 с.

ЗАДАЧИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА НА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ РАССТОЯНИЯ

И.А. Елсуков, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта

Логистика водорода — это не просто модернизация старых решений, а создание принципиально новой системы, учитывающей специфику этого энергоносителя: его летучесть, сложность сжижения и хранения, а также необходимость обеспечения высокого уровня безопасности.

На данный момент основными методами транспортировки водорода являются:

- транспортировка по трубопроводам;

Трубопроводная транспортировка водорода подразделяется на 2 основных вида: транспортировка чистого водорода по специально построенным водородным трубопроводам или модифицированным газовым сетям, и транспортировка водорода в смеси с природным газом по существующим газотранспортным системам.

- криогенные перевозки;

Криогенная транспортировка водорода включает перевозку жидкого водорода (LH_2) в суперизолированных криогенных цистернах, которые доставляются грузовым, железнодорожным или морским транспортом, а также использование специальных криогенных баллонов и разработку более сложных методов.

- перевозка в органических носителях (ЛОHC);

Перевозка водорода в органических носителях — это метод хранения и транспортировки водорода, при котором водород химически связывается с органическим соединением, например, с жидким аммиаком или другим синтетическим углеводородом. Технология позволяет транспортировать водород при комнатной температуре.

- конверсия в аммиак или метанол.

Конверсия водорода в аммиак (NH_3) или метанол (CH_3OH) — это перспективный метод транспортировки водорода, поскольку эти соединения легче сжижать и хранить, чем сам водород. Аммиак, хранящийся в жидком виде, позволяет транспортировать значительно больше водорода на единицу объема при меньших затратах, чем при транспортировке сжатого водорода. Метанол, также будучи более плотным носителем, может использоваться как топливо.

Европа на данный момент является лидером в развитии водородной инфраструктуры. Запланировано строительство 1000 водородных заправочных станций к 2030 году.

Стратегия Германии нацелена на развитие как национальной, так и импортной инфраструктуры водорода, связывая центры производства и импорта с потребителями. [1, 2]

Япония и Южная Корея делают ставку на импорт водорода. Япония планирует к 2030 году импортировать 300 000 тонн водорода в год. [3]

Россия имеет богатый опыт строительства и эксплуатации газотранспортных систем, что может сыграть решающую роль в создании водородной логистики. Тем не менее Россия на данный момент находится на начальном этапе создания инфраструктуры.

ПАО «Газпром» изучает возможность переоборудования существующих газопроводов для транспортировки метано-водородных смесей (до 20% водорода, а также выступает в качестве компании-лидера по развитию в России высокотехнологичного направления «Водородная энергетика» (рисунок 1) [3].

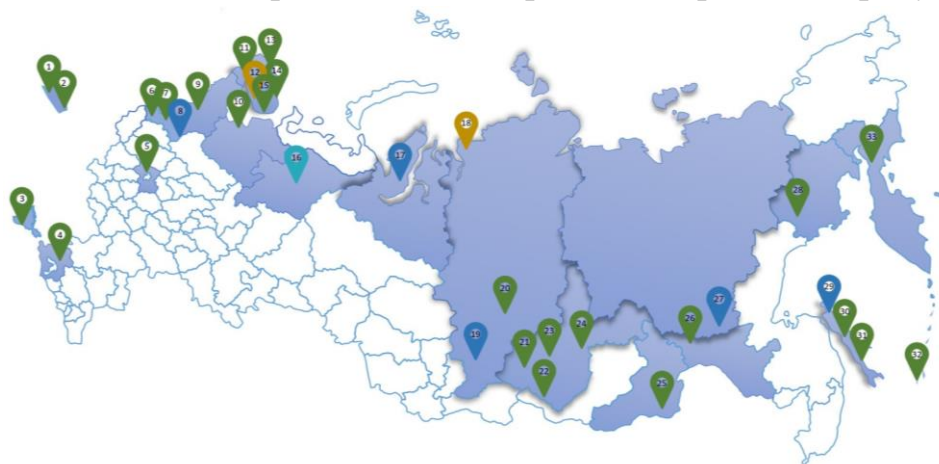


Рисунок 1 – Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного или безуглеродного водорода

При рассмотрении трубопроводного транспорта как способа логистики водорода, принято ориентироваться на требования к метану, так как водород и метан схожи по многим параметрам. Поэтому большинство технологических требований к трубопроводам для транспортировки водорода могут быть идентичны требованиям к транспортировке метана с изменениями в отношении безопасности, используемых материалов и модели перекачки.

На данном этапе для РФ, как для одной из лидеров в мировой добыче природного газа наиболее целесообразным представляется транспортировка водорода в смеси с метаном.

Транспорт метано-водородной смеси (МВС) с использованием существующей инфраструктуры магистральных трубопроводов является комплексной задачей, затрагивающей технические, экономические и экологические аспекты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Европейский рынок водорода [Электронный ресурс] // Global Market Insights. — Год. — 2023: <<https://www.gminsights.com/ru/industry-analysis/europe-hydrogen-market>> (дата обращения: 04.02.2025);
2. Водород на смену газу. О чем национальная стратегия ФРГ. [Электронный ресурс] // Медиакомпания DW. — 2025. — URL: <<https://www.dw.com/ru/vodorod-na-smenu-gazu-o-chem-rec-v-nacionalnoj-strategii-germanii/a-66379655>> (дата обращения: 01.05.2025);
3. Перспективный газ [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром» — 2020. — URL: <<https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2020/promising-gas/>> (дата обращения: 10.09.2025);

**ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ
ПОЛИФИБРОН ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В
УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ АРКТИКИ И
КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

К.Д. Еремин, УГНТУ, г. Уфа

Освоение углеводородных ресурсов Арктической зоны и районов Крайнего Севера России является одним из стратегических направлений развития топливно-энергетического комплекса страны на период до 2035 года. В этих районах сосредоточено свыше 30% от общего объема добываемой в стране нефти, при этом более 60% территории характеризуется наличием многолетнемерзлых грунтов (ММГ) [1].

Традиционные стальные трубопроводы в условиях ММГ сталкиваются с серьезными проблемами, обусловленными активизацией геокриологических процессов, включая морозное пучение, термокарст, всплытие труб и термоэрозию. Согласно статистическим данным, частота отказов на северных трубопроводах составляет 0,26 случаев на 1000 км в год, при этом основными причинами аварий являются внешняя коррозия (25% случаев), стресс-коррозия (17%) и механические повреждения (23%).

В качестве альтернативы традиционным стальным трубопроводам можно рассмотреть применение гибких полимерно-армированных труб (ГПАТ) ПОЛИФИБРОН. Основными преимуществами ГПАТ являются полная коррозионная стойкость, низкая теплопроводность (0,43 Вт/(м·К) против 74 Вт/(м·К) у стальных труб), высокая гибкость, позволяющая компенсировать деформации грунта, и долговечность до 50 лет.

Благодаря существенно сниженной теплопроводности материала труб типа ГПАТ, интенсивность теплового воздействия перекачиваемого продукта на границе «трубопровод – грунт» значительно уменьшается. Это способствует предотвращению оттаивания грунта, что, в свою очередь, снижает риск возникновения негативных последствий.

Использование труб типа ГПАТ позволяет существенно сократить длину участков трубопровода, проложенных в зонах многолетнемерзлых грунтов. Это связано с их повышенной гибкостью по сравнению с традиционными стальными и полимерными трубами. Минимальный радиус упругого изгиба труб ГПАТ составляет не менее 25 номинальных диаметров, тогда как для стальных труб данный показатель составляет не менее 1000 номинальных диаметров. Значительное различие в показателях изгиба обуславливает необходимость применения фасонных деталей при использовании стальных труб для обхода естественных и искусственных препятствий на трассе. В отличие от этого, трубы ГПАТ позволяют прокладывать трубопровод без использования фасонных элементов, осуществлять прохождение поворотных участков по более короткой траектории и, как следствие, сокращать общую протяженность трассы в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Важным преимуществом труб ГПАТ является возможность их поставки в катушках длиной до 1000 м, что обеспечивает высокую скорость монтажа — до 2–3 км в сутки, тогда как для стальных трубопроводов данный показатель составляет лишь 0,5–1 км в сутки. Такое техническое преимущество оказывает существенное влияние на экономическую эффективность: отсутствие необходимости использования отводов, минимизация объёмов сварочно-монтажных работ и высокая скорость укладки обеспечивают значительное сокращение общих затрат на строительство и упрощают процесс прокладки трубопроводов в осложнённых условиях.

Остальные наиболее важные характеристики представлены в виде сравнительного графика на рисунке 1.

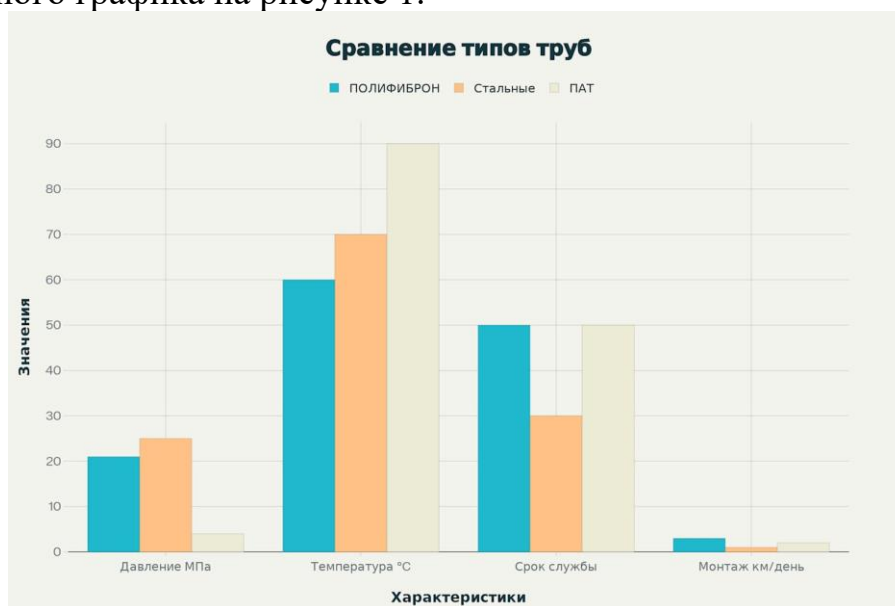


Рисунок 1 – Сравнение типов труб

Экономический анализ показывает, что общая стоимость владения ГПАТ за 25-летний период составляет 60-90 тыс. руб/м по сравнению с 85-130 тыс. руб/м для стальных труб [2]. Экономия достигается за счет снижения затрат на монтаж, отсутствия расходов на электрохимическую защиту и минимальных эксплуатационных затрат.

Таким образом, гибкие полимерно-армированные трубы ПОЛИФИБРОН представляют собой перспективную технологию для решения проблем трубопроводного транспорта в условиях многолетнемерзлых грунтов. Их применение обеспечивает повышение надежности трубопроводных систем, снижение эксплуатационных затрат на 25-30% по сравнению со стальными аналогами, минимизацию воздействия на окружающую среду и возможность круглогодичного монтажа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Специфика строительства трубопроводов в вечномёрзлых грунтах // Промышленник Сибири. URL: <https://prom-siberia.ru/industry/valve> (дата обращения: 02.07.2025).
2. New flexible pipe technology designed for challenging environments // Offshore Magazine. URL: <https://offshore-mag.com/business-briefs/article/14183051/new-flexible-pipe-technology-designed-for-challenging-environments> (дата обращения: 02.07.2025).

ОБ АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМАТИКЕ В ВОПРОСАХ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.А. Жажин, В.В. Уланов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Развитие систем диагностики трубопроводов обеспечивает не только промышленную безопасность, но и экономическую эффективность их эксплуатации. В работе представлен обзор актуальной проблематики при проведении диагностики магистральных трубопроводов на основе российских и зарубежных источников. Работа направлена на формирование комплексного понимания текущей проблематики и перспектив развития направления.

В иностранной литературе актуальные вопросы диагностики магистральных трубопроводов и, в частности, внутритрубной диагностики освещаются более широко, чем в российских изданиях. Но и в российских, и в зарубежных источниках отмечаются общие актуальные проблемы данного направления.

Отмечается ресурсоёмкость традиционных методов диагностики. К «традиционным» методам относятся, в частности, магнитная дефектоскопия, ультразвуковая диагностика, визуально-измерительный контроль, и др. В большинстве случаев ресурсоёмкость традиционных методов обусловлена необходимостью подготовки трубы, а также необходимостью остановки транспортировки продукта. Применение визуальных, магнитных, ультразвуковых, акустических технологий связано с необходимостью перемещения приборов вручную, сопровождением процесса большим количеством специалистов, повторной установкой оборудования. Особенно остро эта проблема оказывает влияние при обследовании протяженных участков трубопроводов. Также есть риски, связанные с ручной обработкой данных диагностики. В таком случае, помимо значительных трудозатрат, высока вероятность ошибочной интерпретации дефектов, снижения точности и эффективности оценки.

Диагностика в стареющей инфраструктуре с накопленными дефектами требует быстрых и точных средств оценки состояния.

Широко освещается проблема ограничения каждого метода по чувствительности к определённым типам дефектов (например, продольные трещины плохо детектируются MFL – методом продольного намагничивания).

Также в профильных изданиях отмечается проблематика, связанная с точностью позиционирования дефекта. К основным причинам относятся: протяжённость объектов, ограниченная точность одометрии, влияние рельефа

трассы и изгибов, неприменимость GPS внутри трубы. Сложная трассировка, множество изгибов и наклонных участков усложняют однозначное определение места обнаруженного дефекта, особенно если отсутствует доступ к наружным маркерам или реперам. Рядом авторов подчёркивается критическая важность точной привязки координат дефектов к географической информации, особенно в условиях протяжённых магистральных трубопроводов. Именно такие несоответствия между результатами диагностики и реальным расположением дефектов чаще всего становятся причиной ошибок при ремонте, дорогостоящих раскопок и даже дополнительных итераций по диагностике.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Обзор современных методов диагностики трубопроводов // Теплотехника, научно-технический портал «Ростепло». – 2017. – 25 сентября. URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3961 (дата обращения: 10.10.2025)
2. Современные подходы к диагностике трубопроводов в газотранспортной системе // Нефтегаз.ру. – 2025. – 12 января. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/874677-sovremennye-podkhody-k-dagnostike-truboprovodov-v-gazotransportnoy-sisteme/> (дата обращения: 12.10.2025).
3. Подведены итоги VI отраслевой научно-практической конференции по диагностике // Газпром Диагностика. – 2025. – 13 мая. URL: <https://diagnostika.gazprom.ru/press/news/2025/05/67/> (дата обращения: 13.10.2025).
4. MacKenzie, J., Barto, C. Analyzing pipeline records discrepancies efficiently [Электронный ресурс] // *Pipeline & Gas Journal*. – 2019. – Vol. 246, No. 8. – Режим доступа: <https://pgjonline.com/magazine/2019/august-2019-vol-246-no-8/features/analyzing-pipeline-records-discrepancies-efficiently>, свободный. – Яз. англ.
5. Rad, M., Rinaldi, F., Matrella, G., & Ciampolini, P. An alternative approach for robot localization inside pipes using RF spatial fadings // *Measurement*. – 2020. – Vol. 165. – Art. 107934. – DOI: 10.1016/j.measurement.2020.107934. – Яз. англ.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ПЛАСТИКОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.В. Зайкин, М.А. Жажин, В.В. Уланов,

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Пластиковые трубопроводы широко применяются благодаря их долговечности, устойчивости к коррозии и низкой стоимости. Однако обеспечение их надежности требует разработки эффективных методов диагностики, которые позволят своевременно выявлять дефекты и продлевать срок службы. Введение таких технологий может значительно сократить затраты на ремонт и повысить безопасность эксплуатации.

В работе были рассмотрены современные методы неразрушающего контроля (НК) пластиковых трубопроводов, используемых в различных отраслях, включая водоснабжение, газопроводы и химическую промышленность. Проанализированы преимущества и недостатки различных подходов к НК, таких как ультразвуковая диагностика, радиографический контроль и метод акустической эмиссии. Проведен сравнительный анализ с учетом специфики пластиковых материалов. Приведены результаты экспериментального исследования эффективности методов НК на основе реальных условий эксплуатации.

Исследование включает применение следующих методов НК:

- Ультразвуковая диагностика: изучение возможности определения внутреннего повреждения материалов.
- Акустическая эмиссия: мониторинг звуковых волн для выявления дефектов под нагрузкой.
- Термография: использование инфракрасной камеры для выявления скрытых трещин и неоднородностей.

Для анализа использовались образцы полиэтиленовых (PE) и полипропиленовых (PP) труб с заданными дефектами (включения, трещины). Эксперименты проводились с использованием ультразвукового сканера OmniScan MX2, термографической камеры FLIR T640 и акустического анализатора Vallen AMSY-6.

Расчёт вероятности обнаружения дефектов (POD) на графике 1 показал, что ультразвуковая диагностика: $POD = 95\%$ для дефектов глубиной от 2 мм. Акустическая эмиссия: $POD = 85\%$ для трещин, зарождающихся при нагрузке выше 70% от предела прочности. Термография: $POD = 75\%$ для поверхностных дефектов глубиной до 1 мм.

Таким образом, наибольшую чувствительность к внутренним дефектам демонстрирует ультразвуковая диагностика, тогда как методы акустической эмиссии и термографии эффективны для раннего выявления трещин и поверхностных повреждений соответственно.

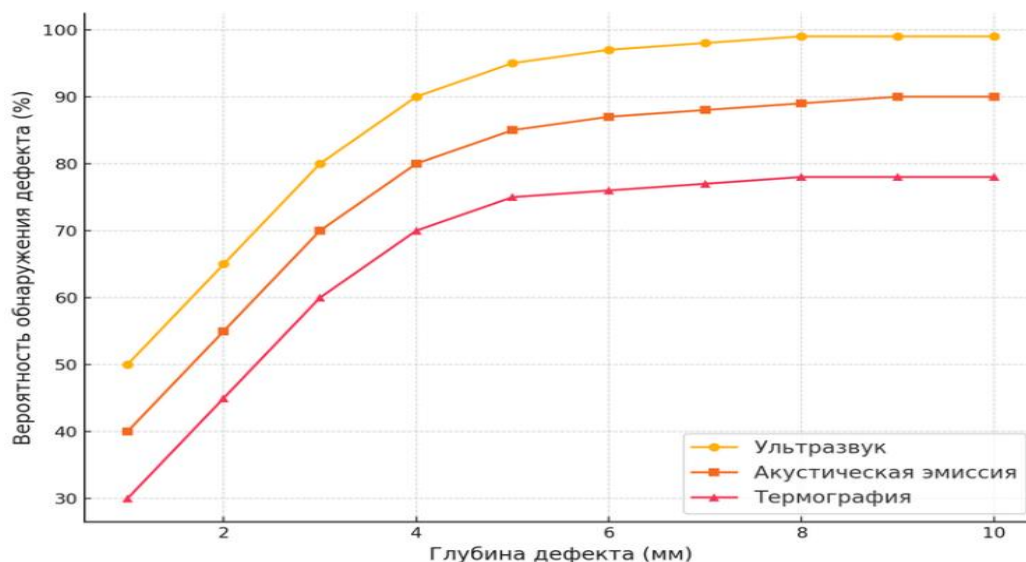


График 1 – Сравнительная эффективность методов неразрушающего контроля в зависимости от глубины дефекта

Расчёт зависимости времени контроля от площади обследования (график 2) показал, что быстрее всех методов – термография, которая позволяет обследовать 10 м² за 30 минут, но с ограниченной точностью.

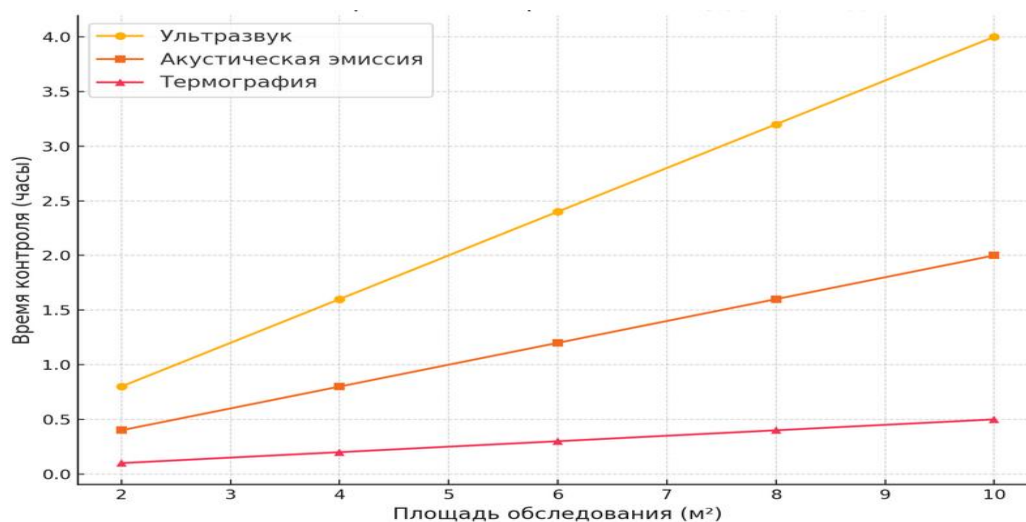


График 2 – Зависимость времени контроля от площади обследования

Разработанные методы НК позволяют существенно повысить надежность диагностики пластиковых трубопроводов. Ультразвуковой метод обеспечивает высокую точность и подходит для глубинных дефектов. Метод акустической эмиссии эффективен для мониторинга в реальном времени, а термография — для быстрого анализа поверхности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Федосов А. В. Методы неразрушающего контроля / А. В. Федосов, Л. А. Гайнуллина // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2015. – Т. 11, № 2. – С. 73-78. – EDN UGCMCH.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

А.А. Зиятдинов, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа

В современных условиях повышенного внимания к экологической безопасности и экономической эффективности деятельность объектов транспорта и хранения нефти требует внедрения новых технологических решений. В этом контексте актуальным становится анализ возможности применения полиэтиленовых резервуаров, которые обладают рядом потенциальных преимуществ по сравнению со стальными конструкциями.

Ключевым фактором актуальности является экономическая составляющая. Полиэтиленовые резервуары имеют более низкую стоимость производства благодаря по сравнению со стальными резервуарами. Благодаря этому, их целесообразно рассматривать для применения в составе вспомогательных систем: в качестве аварийных емкостей при ликвидации разливов, ловушек для нефтепродуктов или в виде модульных резервуарных парков на труднодоступных месторождениях.

Не менее важным аспектом являются ужесточающиеся требования экологического законодательства. Полиэтилен обладает высокой коррозионной стойкостью, что теоретически снижает риски утечек нефтепродуктов по сравнению со стареющими стальными резервуарами. Однако требуется тщательная оценка долговечности материала под воздействием ультрафиолета, механических нагрузок и агрессивных компонентов нефти.

Возможность применения новых полимерных композитов с улучшенными прочностными характеристиками требует комплексной оценки их соответствия строгим промышленным стандартам, традиционно разработанным для металлических конструкций.

Существенным препятствием является нормативно-правовая неопределенность, так как действуют нынешние нормы и требования, регламентирующие применение стальных, но не полиэтиленовых резервуаров для хранения и транспортировки нефти. Таким образом разработка данной темы позволит расширить технические регламенты, позволит найти баланс между преимуществами полиэтиленовых резервуаров и требованиями промышленной безопасности и эксплуатировать данный тип емкостей без нарушения стандартов экологии и надежности объектов инфраструктуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ковалев, А. А. Применение полимерных защитных покрытий при хранении нефти и нефтепродуктов / А. А. Ковалев, В. С. Петров // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 112-115.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТИПА ХРАНИМОГО ПРОДУКТА НА ВЫБОР КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ РЕЗЕРВУАРОВ

Н.А. Зыбарева, РУДН, г. Москва

В современных условиях хранения различных продуктов становится все более актуальным выбор конструкционных материалов и защитных покрытий для резервуаров. Разнообразие хранимых веществ, их физико-химические свойства и агрессивность требуют тщательного подхода к проектированию и эксплуатации резервуаров. Их конструкции должны обеспечивать безопасное хранение продукта и иметь невысокую металлоемкость.

Целью данного исследования является исследование влияния типа хранимого продукта на выбор материалов строительства резервуаров и защитных покрытий, а также определение оптимальных решений для повышения их долговечности и безопасности.

Основная причина разрушения резервуаров – коррозия, возникающая вследствие контакта системы «нефтепродукт-металл», то есть в средах, не обладающих электропроводностью, где причиной развития является наличие в составе продукта тиолов, сероводорода, серы, способных вступать в контакт с металлом.

Конструкционные материалы и защитные покрытия для резервуаров делятся на несколько типов:

1. Коррозионностойкие материалы – нержавеющая сталь, стекловолокно, стеновые панели из полиэтилена или поливинилхлоридов, никелированные фитинги. Также к данному типу можно отнести лакокрасочные материалы – эпоксидные, фенольные, полиуретановые, акриловые.

2. Покрытия и футеровки – наиболее широко используемые для защиты резервуаров. В состав красок и покрытий для внутренней части резервуаров могут входить антикоррозионные соединения, подавляющие химические реакции, провоцирующие появление коррозии. Футеровка из керамики, резины, пластика

3. Катодная защита или гальваническая катодная защита – метод, при котором металлическая поверхность становится катодом в гальваническом элементе, а металл, который легко подвергается коррозии – анодом [1].

4. Ингибиторы коррозии – соединения, состоящие из химических веществ, замедляющих процесс коррозии. Ингибиторы могут быть нанесены на внешнюю или внутреннюю часть резервуара, а также в зависимости от хранимого продукта – непосредственно на электролит.

На выбор подходящего материала или покрытия влияет ряд факторов, основными из которых являются: химический состав хранимого продукта, температура, давление, условия эксплуатации.

Рассмотрим типы хранимых продуктов в резервуарах подробнее. Их можно разделить на несколько категорий согласно свойствам и требованиям:

Жидкие продукты – нефть, нефтепродукты, химические жидкости, в данном случае резервуары должны быть изготовлены из сталей с повышенной

коррозионной способностью, например, стали с добавками хрома, поскольку хром образует тонкую оксидную пленку, тем самым защищая металл от воздействия агрессивных сред. Для бензина и дизельного топлива используют углеродистые стали с внутренним защитным покрытием, для мазута – легированные стали.

Газообразные продукты – природный газ или его смеси, для хранения таких продуктов необходимо учитывать температуру хранения, которая может достигать до -165° , обычно используются аустенитные нержавеющие стали, алюминиевые сплавы или стали с содержанием никеля от 8-10%, отличающийся высокой упругостью, необходимой для хранения криогенных смесей [2].

Свободная или растворенная вода – из-за повышенного содержания солей, сероводорода и других коррозионно-активных компонентов вызывает электрохимическую коррозию. Рекомендуются использовать защитные покрытия на основе эпоксидных, фенольных или полиуретановых смол.

Таким образом, правильный выбор конструкционных материалов и защитных покрытий для резервуаров является важным фактором, обеспечивающим безопасность эксплуатации. При выборе необходимо учитывать химический состав, физические свойства продукта и условия эксплуатации [3].

В рамках настоящего исследования предлагается создание интеллектуальной системы поддержки принятия решений для оптимального выбора материалов и защитных покрытий резервуаров. Данная система представляет собой цифровую платформу, объединяющую базы знаний о свойствах хранимых продуктов и характеристиках конструкционных материалов с алгоритмами рекомендаций.

Компьютерная программа будет анализировать входные параметры — тип продукта, его химический состав, условия эксплуатации — и формировать обоснованные варианты технических решений с оценкой их долговечности, безопасности и экономической эффективности. Ключевым преимуществом данного программного продукта является возможность сравнительного анализа различных подходов по критерию стоимости жизненного цикла и учет реального опыта эксплуатации.

Внедрение такого решения позволит систематизировать процесс проектирования резервуаров, минимизировать риски коррозионных повреждений и обеспечить оптимальный выбор материалов для конкретных условий хранения, что напрямую способствует повышению безопасности и долговечности резервуарного оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Клунная К.В. «Катодная защита резервуаров от коррозионного воздействия нефтяных сред» Журнал «Аллея науки» 2020 г.
2. Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф., Тухбиев Р.Ф. Хранение сжиженного природного газа (Storage of liquefied natural gas) // Природные энергоносители и углеродные материалы & Natural energy sources and carbon materials. – 2021. – № 3(09)
3. Бердник, М. М. Строительные конструкции: учебное пособие / М. М. Бердник, Н. С. Вишневецкая; проф. Р.В. Агинеи, д.т.н. А.С. Кузьбожев. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2013. – 76 с. – ISBN 978-5-88179-783-6. – EDN RVYGVZ.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В СОЛЯНЫХ ПЛАСТАХ

В.Н. Инсапов, Е.А. Локишина, УГНТУ, г. Уфа

Подземные хранилища газа (ПХГ) в соляных пластах представляют собой перспективный тип объектов для сезонного и стратегического хранения природного газа, обеспечивая гибкость энергоснабжения и минимизацию рисков дефицита топлива. В России, где эксплуатируется более 20 ПХГ, включая объекты в отложениях каменной соли (например, Калининградское и Волгоградское), доля соляных каверн составляет около 7% от общей активной емкости, но их роль растет благодаря высокой герметичности и скорости закачки/отбора газа. Создание таких хранилищ включает выработку каверн методом растворения соли водой с последующим формированием подземных полостей, подключенных к системе скважин и трубопроводов для транспортировки газа [1]. Традиционные стальные трубы, используемые в этих системах, подвержены коррозии от контакта с рассолом, механическим нагрузкам при циклических процессах закачки и высокому давлению (до 20–30 МПа), что приводит к повышенным затратам на обслуживание и рискам утечек [2].

Композитные трубы (КТ), армированные стекловолокном или углеволокном на полимерной матрице, предлагают альтернативу благодаря комбинации свойств: высокой коррозионной стойкости, легкости (удельный вес в 3–4 раза ниже стали), гибкости и долговечности (срок службы до 50–100 лет). При строительстве ПХГ в соляных пластах КТ могут применяться для обсадных колонн скважин, обеспечивая герметичность в агрессивной среде соляных отложений, где традиционные материалы деградируют из-за высокоминерализованного раствора. При эксплуатации ПХГ в соляных кавернах КТ снижают риски гидратных пробок и коррозии в линиях отбора, где низкие температуры и высокое давление способствуют образованию отложений [3]. Кроме того, их применение позволяет оптимизировать весовые характеристики оборудования, упрощая транспортировку и установку в удаленных районах, таких как регионы с вечномерзлыми грунтами или сейсмически активные зоны.

Анализ отечественного опыта показывает, что применение композитных материалов в соляных формациях (например, в Поволжье и Приуралье) повышают стабильность конструкций и снижают затраты на мониторинг. Перспективы внедрения композитов могут быть актуальны для проектов расширения ПХГ в Тульской и Волгоградской областях, где КТ могут интегрироваться в систему наземных и подземных трубопроводов для повышения эффективности закачки (до 10–15% прироста) [4]. Экономическая

целесообразность подтверждается снижением капитальных затрат на 20–30% за счет уменьшения массы конструкций и эксплуатационных расходов на ремонтные работы. Однако возникает необходимость адаптации стандартов (ГОСТ Р 57817-2017) при применении композитных материалов и контроль их поведения под циклическими нагрузками в условиях пластового давления.

В перспективе внедрение КТ в ПХГ соляных пластов позволит повысить безопасность, экологичность и гибкость систем хранения, способствуя реализации программ по пиковому газопотреблению и переходу к низкоуглеродной энергетике, включая хранение водорода [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Локшина Е.А., Мастобаев Б.Н. Повышение эффективности растворения солей и сокращение потребления воды при разработке газохранилищ в соляных пластах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 5-6. С. 80-84.
2. Подрядчиков Ю.Е., Урбановский Д.В. Композитные трубы для обсадки скважин подземных хранилищ газа // Трубопроводный транспорт нефти и газа. 2021. № 6. С. 78–84.
3. Бахтизин Р.Н., Валеев А.Р. Моделирование поведения композитных конструкций под циклическими нагрузками в ПХГ // Вестник Академии наук РБ. 2022. Т. 27, № 3. С. 67–74.
4. Новоселов В.Ф. (наследники научной школы). Проекты расширения ПХГ в России с применением новых материалов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2024. № 1. С. 12–18.
5. Шаммазов А.М., Бахтизин Р.Н. Низкоуглеродные технологии хранения газа и водорода в соляных пластах // Энергетика и ТЭК. 2023. № 10. С. 34–40.

МЕТОД ПЕРЕКАЧКИ УТИЛИЗИРУЕМОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА ИЗ УЧАСТКА ОДНОНИТОЧНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА, ПОДЛЕЖАЩЕГО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ, В СОСЕДНИЙ УЧАСТОК ПРИ ПОМОЩИ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

М.Р. Камалов, А.Л. Тимохин, УГНТУ, г. Уфа

Мобильные компрессорные станции на базе грузовых автомобилей повсеместно применяются для перекачки газа из участков магистральных газопроводов в соседние газопроводы с высокой эффективностью. Однако существуют односторонние магистральные газопроводы, для которых не существует возможности перекачки утилизируемого газа в соседний газопровод [1].

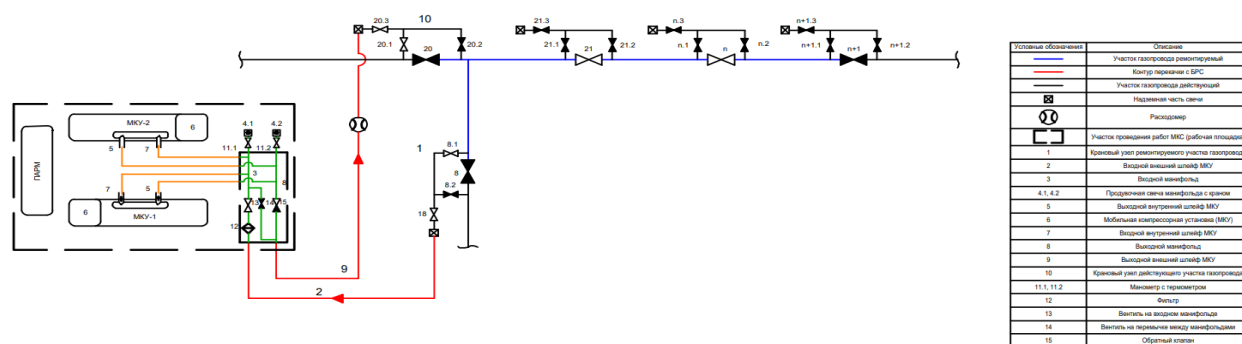


Рисунок 1 – Технологическая схема предлагаемого метода

Предлагаемая схема использования МКС обеспечивает перекачку газа из участка, выводимого на капитальный ремонт, в соседний участок этого же магистрального газопровода. В связи с невозможностью с точки зрения нормативно-технической документации установки рукавов высокого давления МКС более 150 м [2] технология рассмотрена в условиях возможности её реализации – на участках одностороннего магистрального газопровода вблизи охранных кранов компрессорной станции, где расстояние до свечей линейных кранов не велико. Соседний участок в условиях отключения всего магистрального газопровода представляет собой ресивер, наполненный газом до давления меньше рабочего, что обеспечивается более поздним отключением следующей по ходу газа компрессорной станции. МКС подключается входным патрубком к опустошаемому участку через охранный кран близлежащей компрессорной станции, а выходным к наполняемому. Так, работа МКС может обеспечить эффективную перекачку газа из участка в участок в ограниченные сроки с высокой степенью сохранения утилизируемого газа.

В условиях разработки данной системы рассмотрена возможность снижения количества огневых и газоопасных работ в процессе использования МКС. Для подключения рукавов высокого давления МКС срезают верх свечного газопровода, приваривают фланец, с помощью которого и подключают МКС.

После выполнения работ по перекачке фланцевое соединение демонтируют и приваривают обратно демонтированную ранее часть свечного газопровода. Данная последовательность работ не только повышает время выполнения всего цикла работ, но также ведёт к повышению риска аварий. В связи с этим предлагается модернизация свечного газопровода, заключающаяся в сооружении свечей, состоящих из подземной части и надземной части, соединяемых между собой фланцевым соединением.

При моделировании воздействия потока газа на фланцевое соединение были определены максимальные эквивалентные напряжения в теле фланца – 193,6 МПа, что при сооружении свечного газопровода из стали класса прочности К42 с пределом текучести 245 МПа и пределом прочности 415 МПа обеспечивает его безаварийную и надёжную работу.

Максимальные эквивалентные напряжения в шпилечном соединении составили 288,75 МПа, что при использовании шпилек класса прочности 5.6 с пределом текучести 300 МПа и пределом прочности 500 МПа обеспечивает безаварийную и работу соединения.

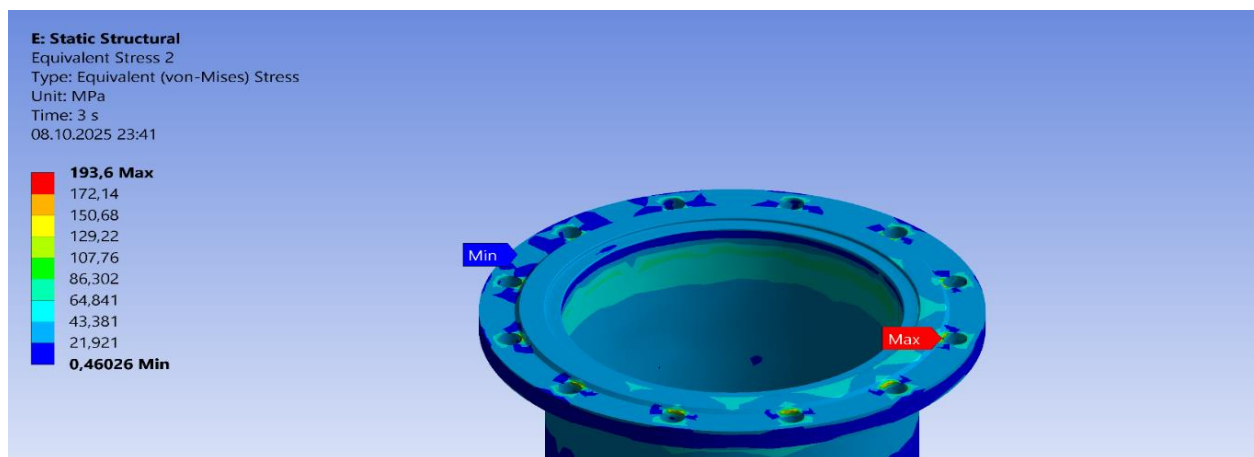


Рисунок 2 – Распределение эквивалентных напряжений во фланцевом соединении

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2465486 РФ, МПК F04В 41/00 (2006.01). Способ откачки газа из отключенного участка магистрального газопровода (варианты) и мобильная компрессорная станция для его осуществления (варианты) / Р.А. Кантюков, И.М. Тамеев, Р.Р. Кантюков, С.А. Страхов, А.С. Зимняков. 2011120295/06, Заявлено 23.05.2011; Опубл. 27.10.2012. Бюл. 30.
2. ГОСТ 34070-2017. Межгосударственный стандарт. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования. – Текст: электронный. – URL: https://meganorm.ru/mega_doc/norm/gost_gosudarstvennyj-standart/1/gost_34070-2017_mezhgosudarstvennyy_standart_sistema.html (дата обращения: 23.06.2025).

ПРОБЛЕМАТИКА И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ АБСОРБЦИОННОЙ И АДСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ ГАЗА

Г.Ф. Караева, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа

В условиях ужесточения экологических нормативов и роста требований к качеству товарного газа (СПГ, метан, водород, технологические газы) традиционные методы абсорбционной и адсорбционной очистки сталкиваются с рядом технологических и экономических вызовов. Повышение энергоэффективности, снижение эксплуатационных затрат и решение проблемы очистки газов с сложным и переменным составом являются ключевыми задачами современной газопереработки.

Цель работы: Комплексный анализ проблематики существующих технологий абсорбционной и адсорбционной очистки газов и научное обоснование перспективных решений, направленных на повышение их эффективности и экономической целесообразности.

Ключевые тезисы:

1. Классические аминовые процессы абсорбции (например, с использованием МЭА), обладают фундаментальными недостатками: высокие энергозатраты на регенерацию раствора, термическая и химическая деградация аминов, коррозионная активность, а также ограниченная эффективность при очистке от меркаптанов и следовых количеств CO_2 [1, с. 45]. Решение – внедрение гибридных абсорбентов (смеси аминов, стерически затрудненные амины, ионные жидкости), что позволяет на 15-25% снизить энергопотребление регенерационной колонны [2].

2. Адсорбционные методы на цеолитах и активированных углях сталкиваются с проблемой коксования и «отравления» пор при наличии в газе тяжелых углеводородов, сероводорода и полярных соединений, что резко снижает динамическую активность и требует частой дорогостоящей регенерации [3, с. 112]. Перспективным направлением является разработка функционализированных адсорбентов (цеолиты с импрегнированными металлами для селективного связывания H_2S) и применение адсорбентов с регулируемой пористостью (MOF – металлоорганические каркасы), демонстрирующих в 2-3 раза большую емкость по CO_2 по сравнению с цеолитом 13X [4].

3. Оптимизация технологических схем является ключом к преодолению системных ограничений. Наиболее эффективными признаны гибридные адсорбционно-абсорбционные системы, а также процессы с петлевой рециркуляцией отбросных потоков и использованием алгоритмов нечеткого логического управления для адаптации к изменяющемуся составу сырья, что позволяет повысить общий КПД установки на 10-15% [5].

Таблица 1 – Сравнительный анализ проблематики традиционных методов очистки

Критерии	Абсорбция (амины, e.g., МЭА)	Адсорбция (цеолиты, АУ)
Основная проблема	Высокие энергозатраты на регенерацию	Снижение емкости из-за коксования и «отравления»
Влияние на процесс	Увеличение себестоимости, большие выбросы	Увеличение циклов регенерации, падение производительности
Чувствительность к примесям	Высокая к SO_x , NO_x (деградация)	Высокая к тяжелым УВ, H_2O (для цеолитов)
Экологический аспект	Унос и разложение аминов, коррозия	Необходимость утилизации отработанного сорбента
Капитальные затраты	Средне-высокие	Высокие (для PSA/TSA систем)

Таблица 2 – Перспективные решения и их ожидаемая эффективность

Перспективное решение	Описание	Целевой показатель эффективности
Гибридные абсорбенты (ионные жидкости)	Низкое давление пара, высокая термостабильность, селективность	Снижение энергозатрат на регенерацию на 20-30% [2]
Функционализированные MOF	Высокая удельная поверхность, настраиваемая химия пор	Увеличение динамической емкости по CO_2/CH_4 в 2-3 раза [4]
Гибридная схема: Абсорбция + Адсорбция	Предварительная очистка амином от bulk- CO_2 , финишная осушка и очистка на цеолитах	Снижение эксплуатационных расходов на 10-15%, повышение чистоты продукта [5]
Системы с адаптивным управлением	Использование AI/ML для прогнозирования прорывных кривых и оптимизации циклов регенерации	Увеличение межрегенерационного пробега на 25%, снижение затрат на техобслуживание

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Kohl, A. L., & Nielsen, R. B. (1997). Gas Purification (5th ed.). Gulf Professional Publishing.
2. Zhang, X., Zhang, X., & Dong, H. (2012). Carbon capture with ionic liquids: overview and progress. Energy & Environmental Science, 5(5), 6668–6681. <https://doi.org/10.1039/C2EE21152A>
3. Ruthven, D. M. (1984). Principles of Adsorption and Adsorption Processes. John Wiley & Sons.
4. Furukawa, H., Ko, N., Go, Y. B., et al. (2010). Ultrahigh Porosity in Metal-Organic Frameworks. Science, 329(5990), 424–428. <https://doi.org/10.1126/science.1192160>
5. Ahmad, F., Lau, K. K., & Shariff, A. M. (2012). Current status and future prospect of hybrid absorption-adsorption process for natural gas dehydration: A review. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 9, 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.05.001>

СЕЛЕКТИВНОЕ УДАЛЕНИЕ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБРИДНЫХ АБСОРБЦИОННО-АДСОРБЦИОННЫХ СХЕМ

Г.Ф. Караева, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа

Жесткие требования к содержанию CO_2 (<50 ppm) для предотвращения замораживания в теплообменниках и необходимость глубокого удаления H_2S диктуют применение многостадийных процессов. Классическая аминовая очистка эффективна для удаления bulk-концентраций CO_2 , но не обеспечивает стабильного достижения столь низких значений и энергетически неэффективна для «дотягивания». Перспективной является гибридная схема: на первой стадии используется селективный амин (например, MDEA) для удаления основного объема H_2S и части CO_2 , а на второй — короткоцикловая адсорбция (PSA) на цеолитах 4A или 13X для финишной очистки от CO_2 . Ключевым преимуществом является использование отработанного из адсорбера десорбционного газа с высоким содержанием CO_2 для регенерации аминового раствора, что создает замкнутый энергетический контур и снижает общие энергозатраты комплекса на 15-20% [1].

Таблица 1 – Сравнение традиционной и гибридной схем очистки от кислотных газов для СПГ [2]

Критерий	Традиционная двухстадийная аминовая очистка	Гибридная схема (Амины + Финишная PSA)
Целевые примеси	H_2S , CO_2	H_2S , CO_2 (до < 50 ppm)
Энергозатраты	Высокие (нагрев большого объема амина)	На 15-20% ниже за счет рекуперации энергии десорбции PSA
Глубина очистки	До 100-200 ppm CO_2 , требует точной настройки	Стабильно < 50 ppm CO_2
Гибкость к изменению состава	Низкая, требует коррекции режима	Высокая, PSA-стадия легко адаптируется
Капитальные затраты	Средние	Выше на 10-15% из-за дополнительного оборудования PSA

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гафарова Э.Б., Мельников В.Б., Макарова Н.П., Федорова Е.Б. Роль и значение процесса адсорбции в газовой промышленности // Наука и бизнес: пути развития. – 2018.–№ 4(82). – С. 67–76.
2. Гафарова Э.Б., Мельников В.Б. Исследование адсорбентов глубокой осушки газов // 21 век: фундаментальная наука и технологии: материалы XXXIII международной научно-практической конференции 02 – 03 октября 2023 г. – Bengaluru, Karnataka, India – 2023 – С. 122– 126.
3. Fedorova E.B., Mel'nikov V.B., Gafarova E.B., Fedorova V.A Optimal thermobaric parameters determination of natural gas dehydration in LNG production // IOP conference series: materials science and engineering 27 – 29 november 2019 г. – Stavanger, Norway – 2019 – С. 12014.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЛАЗМОХИМИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛОГО СВЕРХВЯЗКОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Р.М. Каримов, Р.Н. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа

Д.В. Аврамов, ООО «НПФ ЭГД», г. Санкт-Петербург

Низкотемпературная плазмохимическая обработка (плазмохимический крекинг) тяжёлого и сверхвязкого нефтяного сырья является перспективным направлением повышения эффективности промышленной подготовки и транспортировки нефти, а также расширения возможностей использования побочных продуктов переработки. Основная гипотеза заключается в том, что при воздействии низкотемпературной плазмы на тяжёлые углеводороды происходит деструкция высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых компонентов, сопровождаемая снижением их агрегации, уменьшением средней молекулярной массы и, как следствие, существенным снижением вязкости. Одновременно реализуется частичный крекинг сырья с образованием лёгких дистиллятов и термопластичных битумных остатков, которые могут быть использованы непосредственно на промысле для строительства и ремонта дорог, гидроизоляции площадок и резервуарных парков.

В мировой практике активно исследуются различные типы плазменных реакторов для конверсии углеводородного сырья, в том числе с использованием барьерного разряда (DBD). Так, в работе Yang и соавт. продемонстрирована возможность крекинга n-гексадекана в DBD-реакторе с образованием более лёгких углеводородов при умеренных температурах [1]. Honorato и др. показали снижение вязкости тяжёлой нефти и перераспределение компонентного состава при обработке жидкофазной плазмой [2]. Согласно обзору Titov и др., плазменно-химические методы могут быть более энергоэффективны по сравнению с термическими процессами при конверсии остаточных нефтепродуктов [3]. Применение диэлектрического барьерного разряда для активации жидких углеводородов и переработки остаточного сырья рассмотрено также в ряде современных исследований [4, 5].

На основе анализа существующих решений разработана и изготовлена пилотная установка низкотемпературного плазмохимического крекинга тяжёлых нефтей, основанная на барьерном разряде между параллельными пластинами из капролона (РА-6). Между диэлектрическими пластинами формируется тонкая плёнка нагретой нефти, на которую подаётся переменное высоковольтное напряжение. Установка работает без газоносителя: стабильный разряд возникает в собственных парах сырья, что упрощает конструкцию и снижает эксплуатационные затраты. Производительность опытного модуля

составляет около 1 т/ч. Конструкция реактора и система охлаждения обеспечивают устойчивый тепловой и электрический режим, равномерность распределения микророзрядов и отсутствие дуговых пробоев.

Пробные эксперименты показали, что обработка тяжёлой нефти, мазута и гудрона в разработанном LF-DBD-реакторе позволяет снизить вязкость на 60–80 % и повысить выход лёгких дистиллятов до 50 % мас. от исходного сырья. Одновременно формируется термопластичный битумный остаток, пригодный для использования в дорожных и гидроизоляционных материалах. Дополнительно проведены испытания по плазменной обработке смесей мазута с диспергированным торфом и бурым углём, подтвердившие возможность частичной конверсии углеродсодержащих добавок в жидкое топливо.

Дальнейшие исследования будут направлены на оптимизацию удельной энергии (SEI), толщины жидкой плёнки и времени пребывания сырья в активной зоне, а также на исследование методов повышения энергетической эффективности, включая применение каталитически активных покрытий на диэлектрических пластинах. Развитие данной технологии позволит организовать на промыслах замкнутый цикл переработки тяжёлого сырья с получением транспортабельной лёгкой фракции и битумного вяжущего для собственных нужд, снижая нагрузку на центральные перерабатывающие мощности и транспортную инфраструктуру.

Исследование выполнено за счет гранта РНФ (проект № 24-29-00196).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Yang Y., et al. Study on cracking of n-hexadecane by dielectric barrier discharge plasma assisted by liquid organic phase. *Fuel Processing Technology*. 2023. DOI: 10.1016/j.fuproc.2023.108089.
2. Honorato H.D.A., et al. ¹H low- and high-field NMR study of the effects of plasma treated Brazilian heavy oil containing emulsified water. *Fuel*. 2012. DOI: 10.1016/j.fuel.2012.03.056.
3. Titov E.Y., et al. Liquid-Phase Non-Thermal Plasma Discharge for Fuel Oil Upgrading. *Energies*. 2022. DOI: 10.3390/en15093400.
4. Li J., et al. A Review of Recent Advances of Dielectric Barrier Discharge Plasma. *Processes*. 2019. DOI: 10.3390/pr7060348.
5. Lin C.Y., et al. Evaluation of Adequate Type of Non-Thermal Plasma for Oily Sludge Refining. *Processes*. 2025. DOI: 10.3390/pr13061822.

**СОЗДАНИЕ «БИНЕФТЯНЫХ» ЭМУЛЬСИЙ НА ОСНОВЕ
УСТОЙЧИВЫХ ДИСПЕРСИЙ ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЕЙ С
УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАЗБАВИТЕЛЯМИ
ДЛЯ ИХ СОВМЕСТНОЙ ПЕРЕКАЧКИ**

*Р.М. Каримов, В.С. Кузнецов
УГНТУ, г. Уфа*

Современные подходы к транспортировке тяжёлых нефтей и битумов основаны на использовании углеводородных разбавителей, позволяющих снизить вязкость потока. Однако такие смеси часто характеризуются неполной термодинамической совместимостью, склонны к фазовому расслаиванию и требуют поддержания строгих температурно-гидродинамических режимов. Для решения этой проблемы предлагается формировать би-нефтяные эмульсии, представляющие собой устойчивые дисперсии тяжёлых и лёгких углеводородных фракций, где обе фазы имеют нефтяную природу. Подобные системы позволяют совместно перекачивать тяжёлую нефть и разбавитель как единый поток без разделения фаз, что открывает перспективы энергосбережения и повышения надёжности магистральных транспортных схем.

Гипотеза исследования основана на возможности кинетической стабилизации интерфейса между тяжёлыми и лёгкими углеводородами за счёт сочетания природных асфальтенов и твёрдых частиц, действующих по механизму Pickering-эмульсий. Согласно работам Binks и соавт. [1] и Li и соавт. [2], адсорбция наночастиц на межфазной границе создаёт механически прочный барьер, предотвращающий слияние капель и обеспечивает длительное сосуществование дисперсной структуры. Асфальтены, как показано Hassanzadeh и др. [3], обладают выраженной полярностью и амфифильными свойствами, что способствует их ориентации на границе фаз и взаимодействию с твёрдыми частицами. Эта особенность позволяет рассматривать природные смоло-асфальтеновые компоненты тяжёлых нефтей в качестве естественных интерфейсных стабилизаторов, усиливающих эффект частиц и формирующих комбинированный барьер.

В основу экспериментальной концепции положено получение устойчивых дисперсий тяжёлых нефтей с лёгкими углеводородными разбавителями, различающимися по плотности и химическому составу. Предполагается, что при определённом соотношении фракций и концентрации твёрдых частиц возможно достижение метастабильного состояния — би-нефтяной эмульсии, сохраняющей капельно-капельную морфологию в течение технологически значимого времени. Аналогичные структуры описаны Arditty и соавт. [4], где подтверждено существование oil-in-oil эмульсий, стабилизированных частицами SiO_2 и Fe_3O_4 , а

также Chang и др. [5], выявившими способность природных кислот и асфальтенов формировать устойчивые агрегаты в углеводородных средах.

Реализация данной концепции позволит создать новый тип транспортных систем, где тяжёлая нефть и разбавитель образуют единый псевдогомогенный поток с пониженной вязкостью, устойчивый к температурным флуктуациям и механическим возмущениям. Полученные результаты открывают направление для разработки термостойких, безводных и экологически безопасных эмульсионных технологий транспортировки тяжёлых нефтей, совмещающих принципы коллоидной стабилизации и физико-химической совместимости углеводородных фаз.

Исследование выполнено за счет гранта РНФ (проект № 24-29-00196).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Binks B.P., Fletcher P.D.I., Johnson A.M. Mechanisms of Pickering emulsion stabilization. *Soft Matter*. 2006. 2 (6): 540–549.
2. Li M., et al. Pickering emulsions with low interface coverage but enhanced stability. *Nature Communications*. 2025. <https://doi.org/10.1038/s41467-025-57914-3>.
3. Hassanzadeh M., et al. Essential role of structure, architecture, and intermolecular interactions in asphaltene behavior. *Frontiers in Chemistry*. 2022. <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC9792798/>.
4. Arditty P.C., Whitby C.P., Ribe E., Binks B.P. Some oil–oil Pickering emulsions stabilized by fine particles. *Langmuir*. 2003. 19 (6): 2200–2205.
5. Chang C.L., Fogler H.S. Stabilization of asphaltenes in aliphatic solvents using natural fatty acids. *Langmuir*. 1994. 10 (5): 1749–1757.

ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ МУФТЫ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКИХ ПЕРЕГРУЗКАХ

А.Д. Колотилов, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа

Повторяющиеся циклы включения и регулирования запорной арматуры магистральных трубопроводов сопровождаются динамическими перегрузками и вибрационными воздействиями, способными вызвать постепенное снижение упругих свойств и износ контактных поверхностей предохранительной муфты. Для повышения надёжности работы арматуры требуется количественная оценка долговечности узла и разработка методов прогнозирования остаточного ресурса при длительной эксплуатации в условиях переменных нагрузок и температур.

Оценка долговечности выполнена на основе моделирования процессов циклического нагружения и теплового старения элементов муфты. В расчётах учитывались контактные напряжения в зонах взаимодействия шариков и лунок, жёсткость пружин, характеристики трения и тепловыделение при проскальзывании [1, 2]. Использованы физико-механические свойства сталей 40Х и 20Х13, а также температурно-зависимые модули упругости, представленные в справочниках по материалам арматуры [3].

Для оценки износостойкости применён эмпирический подход с поправкой на коэффициент усталостного износа, учитывающий снижение микротвёрдости в процессе циклического нагружения. Расчёты выполнены в среде Python с применением статистической аппроксимации параметров износа по результатам моделирования 10^5 циклов. На основе данных построены зависимости изменения остаточной жёсткости и глубины износа от количества циклов. Результаты расчётов показали, что основное снижение ресурса происходит в зоне контакта при превышении температур $450\text{ }^{\circ}\text{C}$ и увеличении коэффициента трения выше 0,18. При нормальных условиях эксплуатации снижение жёсткости пружин за 10^5 циклов не превышает 3 %, а глубина износа составляет менее 0,01 мм, что не влияет на стабильность уставки момента.

Анализ влияния внешней температуры показал, что при отрицательных температурах наблюдается рост износа на 40–60 % вследствие ухудшения смазочных свойств и увеличения твёрдости контактных поверхностей. На основании совокупных данных ресурс муфты по критерию допустимого износа оценён в диапазоне $1,5 \times 10^5$ – $2,0 \times 10^5$ циклов, что соответствует сроку службы не менее 10 лет при нормированных условиях эксплуатации.

Проведённая оценка долговечности показала, что предохранительная муфта запорной арматуры обладает достаточным запасом ресурса при циклических нагрузках, а её износ и деградация упругих элементов не приводят к потере функциональности в течение длительного периода эксплуатации. Методика расчёта может использоваться для назначения межремонтных интервалов, прогнозирования остаточного ресурса и оптимизации конструктивных параметров муфт для различных климатических зон.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-3.5-050-2006. Предохранительные устройства трубопроводной арматуры. – М.: Газпром, 2006.
2. ГОСТ 23.208–79. Изнашивание и усталость материалов. Методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1980.
3. Кузнецов Ю.Н., Лебедев А.В. Материалы и покрытия для деталей трубопроводной арматуры. – М.: Недра, 2018.
4. Пономарёв Е.С. Надёжность и долговечность узлов запорной арматуры магистральных трубопроводов. – СПб.: Изд-во СПбПУ, 2020.

О ФОРМИРОВАНИИ «КРИВЫХ ВСТАВОК» ТРУБОПРОВОДОВ В ЕСТЕСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Г.Е. Коробков¹, М.В. Закирьянов², И.М. Исламов²

1 – УГНТУ, г. Уфа

2 – ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

В соответствии с «Методикой определения опасности вмятин, механических повреждений и аномалий кольцевого шва, выявленных по результатам ВТД» (2023 г.) по результатам внутритрубного технического диагностирования (ВТД) участки газопроводов по измеренной величине радиусов упругопластических изгибов (УПИ) классифицируются на следующие категории:

- участки категории «А» с радиусом изгиба менее $150D_n$ (где D_n – наружный диаметр газопровода, м) характеризуются высокими изгибными напряжениями и подлежат обследованию и ремонту в оперативном внеплановом порядке;

- участки категории «В» с радиусом изгиба от $150D_n$ до $300D_n$ подлежат обследованию и ремонту в плановом порядке в рамках капитального ремонта или других организационно-технических мероприятий, планируемых и/или выполняемых эксплуатирующей организацией;

- участки категории «С» с радиусом изгиба более $300D_n$ подлежат мониторингу технического состояния при последующих ВТД.

Участки трубопроводов, эксплуатирующиеся с высоким уровнем изгибных напряжений (больше предела текучести трубной стали) с одной стороны предрасположены к образованию поперечных трещин коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [1], а с другой стороны, многолетняя практика эксплуатации показывает их надежность [2]. Таким образом, подход к оценке технического состояния УПИ должен быть дифференцированным, с анализом как условий эксплуатации, так и условий их образования (формирования). Отмечается, что при вскрытии газопровода имеет место изменение устоявшегося на протяжении длительного времени физического взаимодействия трубы с окружающим грунтом, что ведет к изменению потенциальной энергии деформации изгиба.

На основе положений механики твердого деформируемого тела в данной работе представлены результаты расчета остаточного радиуса труб классов прочности К34-К60 после их эксплуатации в составе участков трубопроводов, отнесенных по радиусу УПИ к категории «А» (в расчетах принято граничное значение $150D_n$). Стоит отметить, классы прочности К34-К60 охватывают достаточно большой ассортимент труб с D_n от 325 мм до 1420 мм с различными толщинами стенок.

Результаты работы, представленные на рисунке 1, показывают, что:

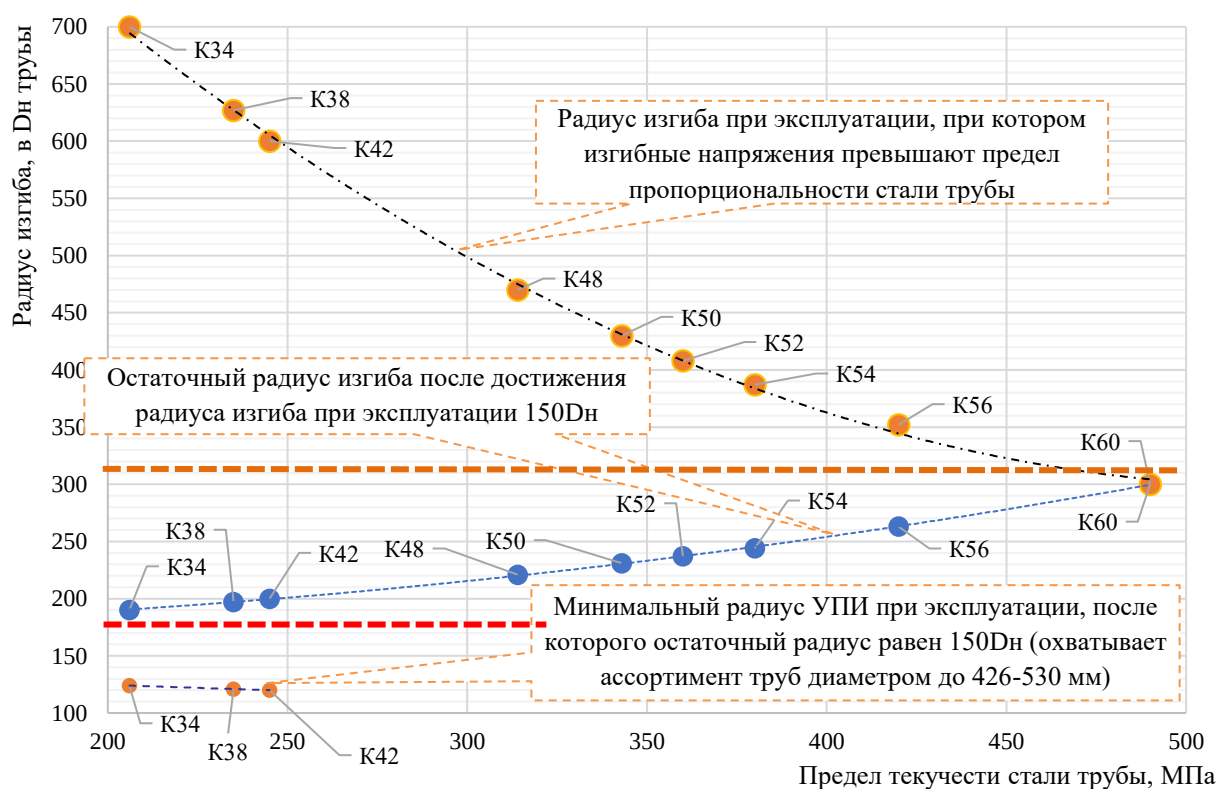
- 1) пластические деформации изгиба в стенке трубы формируются еще на стадии отнесения УПИ к категории «С» (т.к. изгибные напряжения начинают превышать предел пропорциональности (упругости) стали трубы), их величина зависит от класса прочности и радиуса УПИ. В особенности для трубопроводов класса прочности К34-К42 появление пластических деформаций происходит в пределах радиуса УПИ ($600-700$) D_n ;

- 2) остаточные радиусы изгиба труб классов прочности К34-К60 после достижения ими ранее радиуса изгиба $150D_n$ при эксплуатации и последующей разгрузки не превышают значения $300D_n$, т.е. труба после разгрузки не

выпрямляется, а имеет некоторый остаточный радиус изгиба - происходит необратимое формоизменение без разрушения (здесь необходимо отметить важность условий формирования, т.к. возможно образование дефектов трубы). Таким образом, можно сделать вывод о естественных процессах формирования кривых вставок при эксплуатации;

3) отдельно для практики возможность упругой разгрузки трубопровода после снятия внешних нагрузок подтверждает возможность корректировки пространственного положения трубопровода (без его разрезки) с целью снижения уровня продольных напряжений и его дальнейшую эксплуатацию с мониторингом технического состояния или до плановой остановки трубопровода для проведения ремонта;

С практической точки зрения, обоснование надежности кривых вставок различного радиуса изгиба, образовавшихся в естественных условиях эксплуатации, представляется перспективным направлением для научных исследований.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Исламов, И.М. Оценка ресурса магистрального газопровода в условиях поперечного коррозионного растрескивания под напряжением / Исламов И.М., Чучкалов М.В., Аскараров Р.М. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 2. С. 35-38.
- 2 Закирьянов, Р.В. Оценка достоверности и перспективы применения результатов внутритрубной технической диагностики на участках упругопластических изгибов магистральных газопроводов/ Р.В. Закирьянов, А.В. Яровой, И.М. Исламов и др.// Газовая промышленность. №3 (846). 2023. С. 98-108.

СПОСОБ ЗАКРЕПЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА НЕУСТОЙЧИВЫХ ГРУНТАХ

В.Е. Кривов, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта

Большая часть систем трубопроводного транспорта углеводородов пролегает на участках, сложенных неустойчивыми грунтами, где приоритетной задачей их бесперебойной работы является сохранение проектного положения магистрали в продольном и поперечном направлении. Однако, деградирующие грунтовые условия на этапе эксплуатации забалластированных трубопроводов способствуют его непроектному смещению, что подтверждает отсутствие универсальных способов обеспечения устойчивого положения участков, расположенных в суровых инженерно-геологических условиях, не поддающихся грунтовому влиянию. Поэтому задача совершенствования способов и средств закрепления участка в настоящее время остается полностью не решена и в современных условиях прокладки МТ на осложненных участках трассы является актуальна.

Анализ НТД [1-2] показал, что для закрепления участков МТ используют следующие укрупненные группы балластирующих устройств: устройства навесного типа на трубопровод и удерживающие устройства, создающие сцепление с грунтом.

Исходя из области применения существующих систем обеспечения проектного положения трубопровода, установлено, что они работают преимущественно на удержание участка в продольном направлении, а в процессе эксплуатации объектов при перепаде температуры и линейного удлинения трубопровода возникают процессы поперечного смещения трубы, предотвратить которое в полной мере не способны типовые устройства [3].

Для решения таких задач наиболее перспективной является комбинированная конструкция (рисунок 1), которая представляет собой совокупность анкерного типа закрепления и балластирующего арочного хомута, связанных тросовой силовой системой.

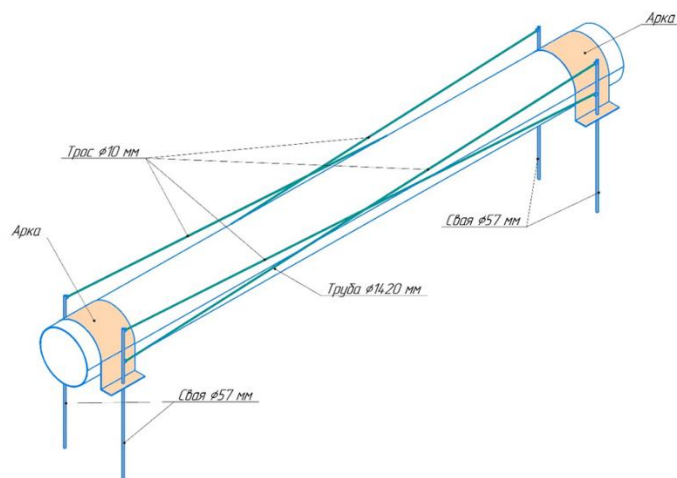


Рисунок 1 – Схематизация предлагаемой системы закрепления

Функционирование тросовой соединительной схемы обвязки в данной конструкции как раз способствует регулировке поперечных смещений, а балластирующий хомут и анкерное сцепление с грунтом обеспечивают минимизацию потерь удерживающей способности в продольном направлении трубопровода.

Для оценки работоспособности рассматриваемой схемы выполнено моделирование напряженно-деформируемого участка трубопровода, закрепленного предлагаемой системой закрепления с помощью программного комплекса ANSYS (рисунок 2).

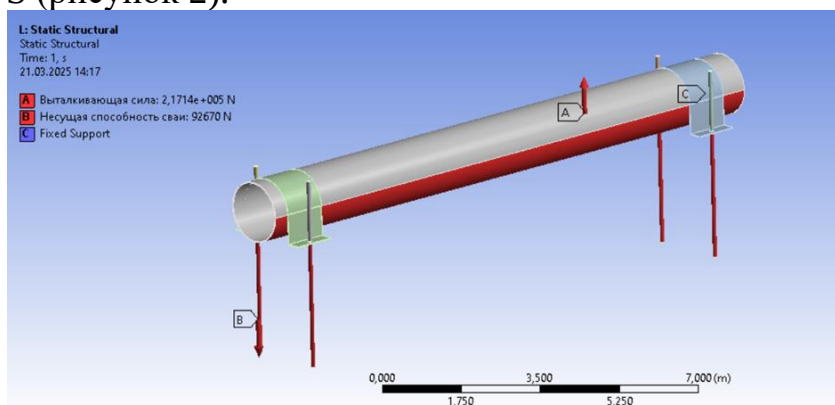


Рисунок 2 – Схема модели системы закрепления в ПК ANSYS

Также в данной работе проведен подбор параметров предлагаемой системы закрепления участка для магистрального газопровода Ду 1400 в условиях слабонесущих грунтов, а именно типоразмер арочного хомута, габариты свай и геометрические размеры тросовой обвязки.

Модель предназначена для проверки расчетов несущей способности свай различных диаметров, выталкивающей силы, действующей на трубопровод, а также шага расстановки закрепляющих устройств.

Анализ работы представленного способа закрепления, позволяет определить основные усилия конструкции, которые влияют на ее удерживающую способность: это влияние собственного веса анкеров и арочных хомутов, влияние выталкивающей силы воды, силы трения грунта о поверхность анкеров.

По результатам моделирования были получены напряжения в материале конструкции, и деформации, вызванные эксплуатационными нагрузками.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.2-577-2011. Средства балластировки и закрепления газопроводов в проектом положении. Технические требования. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2012. – 32 с.;
2. РД 91.200.00-КТН-044-11 «Регламент применения балластирующих устройств при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов». М.: АК «Транснефть», 2011. 36 с.;
3. Д.Ф. Хусаинов., Р.Р. Хасанов О Проблеме обеспечения устойчивости положения магистральных трубопроводов на слабонесущих грунтах/ Д.Ф. Хусаинов., Р.Р. Хасанов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, Издательство, отдел научных изданий, 2019. – №5. – С. 134-143.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Р.Р. Курбанов, Х.Ш. Шамилов

УГНТУ, г. Уфа

Проблема гидратообразования на компрессорных станциях остается актуальной в связи с необходимостью обеспечения надежности газотранспортных систем. Образование гидратных пробок в технологическом оборудовании, особенно в узлах редуцирования газа, приводит к нарушениям технологического режима и создает аварийные ситуации.

Основными причинами гидратообразования являются наличие влаги в газовом потоке, повышенное давление и низкая температура. Это обуславливает необходимость применения эффективных методов предотвращения гидратообразования.

Качественная осушка газа — это наиболее эффективный и фундаментальный метод предотвращения гидратообразования.

Она воздействует на главное условие формирования гидратов — наличие жидкой водной фазы.

В практике эксплуатации компрессорных станций наибольшее распространение получили два метода осушки газа: абсорбционный и адсорбционный.

Абсорбционная осушка с применением гликолей экономически эффективна для обработки больших объемов газа при непрерывном технологическом процессе, однако имеет ограниченную глубину осушки.

Адсорбционный метод на твердых сорбентах обеспечивает глубокую осушку и стабилен при колебаниях параметров газа, но требует значительных капитальных вложений и характеризуется цикличностью процесса. Выбор метода определяется технико-экономическим расчетом исходя из требуемой глубины осушки и объемов перерабатываемого газа.

В Российской Федерации доминирующей технологией предотвращения гидратообразования на компрессорных станциях является применение ингибиторов, что обуславливает необходимость их детального анализа. Выбор конкретного ингибитора является комплексной задачей, зависящей от геолого-климатических условий, технологических особенностей оборудования, коррозионной активности, токсичности, экономической целесообразности и экологических требований.

Несмотря на существование трех классов ингибиторов — термодинамических, кинетических и блокирующих водную фазу, — повсеместное распространение на месторождения Крайнего Севера и в магистральном транспорте газа получил метанол. Его преимущества включают низкую стоимость, высокую антигидратную активность, технологичность

применения и эффективность для ликвидации пробок. Однако ключевыми недостатками, ограничивающими его применение, являются высокая токсичность, пожароопасность и высокие эксплуатационные потери, что актуализирует поиск менее опасных и более экономичных альтернатив.

В качестве перспективного направления решения указанных проблем рассматривается разработка реагентов комплексного действия на основе сополимеров изопропилакриламида и малеинового ангидрида [2]. Согласно имеющимся данным, эти соединения демонстрируют способность одновременно подавлять процессы гидратообразования и коррозии в газотранспортных системах. Важным преимуществом таких реагентов является их многофункциональность, что позволяет сократить количество используемых химических препаратов и упростить технологическую схему подготовки газа.

В рамках анализа были рассмотрены исследования, подтверждающие высокую эффективность данных сополимеров в качестве ингибиторов гидратообразования. Особый интерес представляет механизм их действия, основанного на изменении кинетики образования и роста кристаллов гидратов. Одновременно с этим указывается, что реагенты образуют защитную пленку на металлических поверхностях оборудования, значительно снижая скорость коррозионных процессов. Представленные в исследованиях результаты открывают перспективы для создания новых поколений ингибиторов, сочетающих экологическую безопасность с высокой технологической эффективностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Линтин И. А., Ерофеев В. И., Ратцев Я. А., Полянский Е.А. Модернизация технологического процесса подготовки природного газа // ИНЖИНИРИНГ ГЕОРЕСУРСОВ – 2020. – Т. 333, № 11. – С. 32-36.
2. Казакова П. Ю., Гнездилов Д. О., Павельев Р. С., Варфоломеев М. А. Разработка реагентов комплексного действия – ингибиторов гидратообразования и коррозии – на основе сополимеров изопропилакриламида и малеинового ангидрида // Материалы XIX Международной научно-практической конференции, приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова и к 15-летию со дня образования ООО "НИИ Транснефть". В 2-х томах. Уфа - 2024. - С. 94-96.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА УСТРОЙСТВЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ИЗОЛЯЦИИ

А.А. Лещенко, СамГТУ, г. Самара

Ремонт дефектов газонефтепроводов выполняется с применением следующих методов ремонта: ремонт дефектных участков антикоррозионного покрытия (далее - АКП), шлифовка, заварка, установка ремонтных конструкций, замена дефектной секции (участка) трубопровода. При этом очистка наружной поверхности трубопровода от АКП является неотъемлемой частью технологического процесса при любом из применяемых методов ремонта. Анализ существующих способов очистки наружной поверхности трубопровода показал, что данная операция требует значительных временных и трудовых затрат, поэтому совершенствование данного процесса является актуальной задачей. Таким образом, встает вопрос о необходимости разработки новых устройств для очистки трубопроводов от АКП. На кафедре «Трубопроводный транспорт» СамГТУ разработана конструкция мобильного очистного устройства [1], рисунок 1.

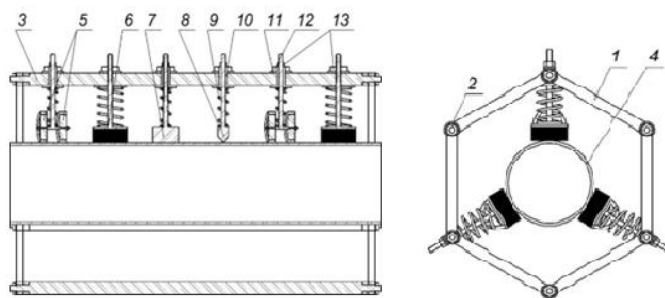


Рисунок 1 Устройство для очистки
наружной поверхности трубопроводов от изоляции

Устройство состоит из ребер жесткости 1, посаженных одной стороной цилиндрическим, а другой шестигранным отверстием и закрепленных гайками 2 на стержнях 3, составляющих раму устройства, установленную на трубопровод 4. Стержни с шестигранным посадочным местом под ребра жесткости являются носителями опорных колес 5, очистного инструмента 6, представленного в виде металлических щеток, скребков 7 и резцов 8. Опорные колеса, скребки и резцы выполнены на стойках в виде шестигранника проходящего через пружину 9 и втулку 10, выполненную с шестигранным внутренним отверстием и цилиндрической наружной поверхностью, с буртиком, посаженной на стержень и закрепленной через шайбу 11 гайкой 12. На конце шестигранной стойки имеется резьба под регулируемую гайку 13. При ручном вращении рамы и перемещении устройства на трубопроводе по спирали очистным инструментом 6, представленным в виде металлических щеток, закрепленных на стержнях 3, раскопанный трубопровод 4 очищается от остатков грунта. Вслед за очистным инструментом 6 производят нарезку изоляционного материала резцом 8 и его снятие скребком 7. Окончательная очистка трубопровода от изоляционного материала выполняется очистным инструментом 6, установленным за скребком 7.

Крутящий момент M , возникающий на устройстве при его вращении эксплуатационным персоналом, можно представить в виде произведения силы F , прикладываемой к устройству при его вращении эксплуатационным персоналом, на рабочее плечо этой силы L_p , рисунок 2.

$$\vec{M} = \vec{F} \cdot L_p \quad (1)$$

Кроме того, крутящий момент можно представить в виде суммы всех моментов, возникающих на элементах устройства.

$$\vec{M} = \sum_{i=1}^{n_k} \vec{M}_k + \sum_{i=1}^{n_{щ}} \vec{M}_{щ} + \sum_{i=1}^{n_{ск}} \vec{M}_{ск} + \sum_{i=1}^{n_p} \vec{M}_p \quad (2)$$

При этом на элементах устройства возникают следующие силы, рис.3: сила F_k на опорных колесах 5 при движении устройства по трубопроводу; силы $F_{щ}$ на очистных инструментах (металлических щетках) 6 при их взаимодействии с поверхностью трубопровода; силы $F_{ск}$ на скребках 7 при их взаимодействии с АКП трубопровода (снятии изоляционного покрытия); силы F_p на резцах 8 при резании АКП.

$$\vec{F} = \sum_{i=1}^{n_k} \vec{F}_k + \sum_{i=1}^{n_{щ}} \vec{F}_{щ} + \sum_{i=1}^{n_{ск}} \vec{F}_{ск} + \sum_{i=1}^{n_p} \vec{F}_p \quad (3)$$

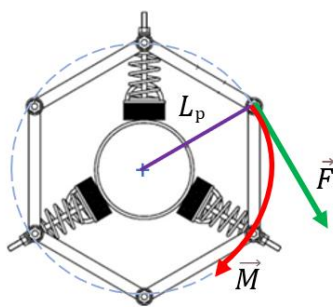


Рисунок 2 - Крутящий момент, возникающий при вращении устройства

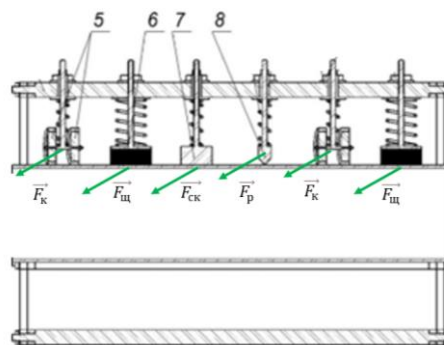


Рисунок 3 - Силы, возникающие на элементах устройства

С учетом формул (1), (2) и (3) получим:

$$\vec{M} = \vec{F} \cdot L_p = \left(\sum_{i=1}^{n_{щ}} \vec{F}_{щ} + \sum_{i=1}^{n_{ск}} \vec{F}_{ск} \right) \cdot L_э + \left(\sum_{i=1}^{n_k} \vec{F}_k \right) \cdot (L_э + r_{дк}) + \left(\sum_{i=1}^{n_p} \vec{F}_p \right) \cdot (L_э + r_p) \quad (4)$$

где $L_э$ – плечо приложения сил на элементах устройства;

$r_{дк}$ - динамический радиус колеса, r_p - радиус резца.

Таким образом, усилие, прикладываемое к устройству эксплуатационным персоналом, можно уменьшить следующими способами: увеличить длину рабочего плеча, которое, в свою очередь, зависит от габаритов устройства и ограничивается геометрическими параметрами рабочего котлована, в котором выполняется производство работ; уменьшить силы, возникающие на элементах устройства, которые, в свою очередь, зависят от типа и свойств АКП, а также степени очистки поверхности трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Патент РФ № 2805095 Устройство для очистки наружной поверхности трубопроводов / Гашенко А.А., Лещенко А.А., Гашенко Ю.В. Оpubл.: 11.10.2023. Бюл. № 29.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОБЕТОНИРОВАННОГО ГАЗОПРОВОДА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Р.Б. Масалимов¹, Р.М. Зарипов², Р.Р. Абдульманова¹,

¹УГНТУ, г. Уфа

²Институт механики им. Р.Р. Мавлютова, г. Уфа

Условия эксплуатации нефтегазопроводов на болотах, различных водных переходах относятся к осложненным. В последние годы при сооружении магистральных трубопроводов и выполнении их капитального ремонта в указанных выше осложненных условиях применяются обетонированные трубы для исключения их всплытия. Опыт их эксплуатации показал всплытие обетонированных труб до подачи газа. В данной работе целью исследования является установление влияния на всплытие газопровода на болоте условий эксплуатации и особенностей его конструкции.

Математическая модель газопровода из обетонированных труб, проложенного в подводных переходах, может быть использована для описания напряженно-деформированного состояния (НДС) газопровода из обетонированных труб на болоте. При этом должна учитываться выталкивающая силы воды, зависящая от ее удельного веса, который определяется в зависимости от концентрации в ней минеральных солей, остатков разложения растительного происхождения и физико-механических характеристик торфяного грунта за счет его обводнения.

Для моделирования НДС газопровода на болоте применяется одномерная стержневая система, состоящая из стержней, имеющих трубчатые сечения, и узлов сопряжения этих стержней. Геометрические и физические соотношения, уравнения равновесия для стержня сводятся к в нормальной системе нелинейных обыкновенных дифференциальных уравнений. При интегрировании данной системы применяется метод ортогональной прогонки Годунова. В узлах сопряжения стержней составляются системы алгебраических уравнений равновесия, их решения находятся методом Гаусса.

Далее выполняется расчет НДС участка магистрального газопровода на болоте, в котором балластированные трубы заменены обетонированными трубами. Общая длина рассчитываемого участка обозначена через L , а длина подтопленной части, которая полностью находится под водой, имеет обозначение l . Поскольку при изменении конструкции газопровода не осуществляется изменений грунтовых условий, то значения физико-механических характеристик грунтов до и после замены балластированных труб обетонированными трубами будут идентичными.

Всплытие газопровода на болоте определяет вертикальная составляющая нагрузки на обетонированную трубу в обводненной подводной части, равная разности между выталкивающей силы болотной воды и весом обетонированной трубы. Вес обетонированной трубы зависит от толщины стенок стальной трубы и бетонной оболочки. При выполнении капитального ремонта на участке

газопровода на болоте физико-механические характеристики, диаметр и толщина стенки стальной трубы в соответствии с технологическими требованиями эксплуатации газопровода не должны подвергаться изменениям. Далее расчетным путем установим зависимость прогиба обетонированной трубы в обводненной подводной части от удельного веса болотной воды и толщины стенки и диаметра бетонной оболочки.

Для установления влияния толщины стенки обетонированной оболочки обетонированной трубы на ее НДС были осуществлены расчеты НДС рассматриваемого здесь участка газопровода на болоте для различных геометрических размеров бетонной оболочки.

Компьютерным моделированием НДС газопровода на болоте до подачи газа установлено влияние на его всплытие удельного веса болотной воды, зависящего от концентрации растворенных в ней минеральных солей и остатков разложения растительного происхождения, длины подтопленной подводной части. Внесены рекомендации по изменению конструкции обетонированной трубы для предотвращения ее всплытия (геометрические размеры бетонной оболочки и стальной трубы).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. – СПб: Недра, 2011. – 748 с.
- 2 Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. – СПб.: Недра, 2009. – 409 с.
- 3 Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Изд-во «Интер», 2005. – Т.1. – 706 с.
- 4 Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности / Л.А. Димов, Е.М. Богушевская / М.: Издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2010. – 392 с.
- 5 Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния подводного морского газопровода с учетом разжижения грунта и параметров эксплуатации // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. – 2023. – № 4. – С. 152–166. с.

СОВМЕСТНАЯ ПЕРЕКАЧКА ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ С ГАЗОКОНДЕНСАТОМ

В.И. Матвеев, УГТУ, г. Ухта

Транспортировка высокопарафинистых нефтей по трубопроводам сопряжена с серьезными технологическими трудностями, основной из которых является склонность этих нефтей к гелеобразованию. При снижении температуры ниже точки помутнения парафины кристаллизуются, формируя в объеме нефти пространственную кристаллическую решетку. Это приводит к резкому изменению реологических свойств: нефть из жидкости превращается в структурированную систему, обладающую прочностными свойствами и аномально высокой вязкостью. Наличие такого геля в трубопроводе не только многократно увеличивает гидравлическое сопротивление, но и создает критический риск при его запуске после остановки.

Эффективным методом управления реологическими свойствами парафинистых нефтей является их совместная перекачка с газоконденсатом. Газоконденсат, являясь более легкой фракцией, выполняет функцию природного депрессора. Его легкие углеводороды действуют как растворитель по отношению к тяжелым парафинам, что приводит к снижению температуры их кристаллизации. Одновременно с этим происходит разбавление смеси и снижение общей концентрации парафинов. В результате формирование прочной пространственной структуры становится невозможным в широком диапазоне эксплуатационных температур. Транспортируемая смесь ведет себя как ньютоновская жидкость со стабильно низкой вязкостью, что кардинально упрощает процесс перекачки.

Особое значение совместная перекачка приобретает для безопасности и эффективности запуска трубопроводов. В классической жидкости, какой является смесь нефти с газоконденсатом, волна давления распространяется со скоростью звука, обеспечивая практически мгновенную передачу управляющего воздействия по всей длине трубы. В случае же гелеобразной системы картина принципиально иная. Скорость распространения волны давления резко падает, так как энергия возмущения расходуется не на сжатие жидкости, а на медленную деформацию и разрушение прочной кристаллической решетки парафинов. Этот процесс может занимать длительное время, требует специальных регламентов и создает риск возникновения нештатных ситуаций.

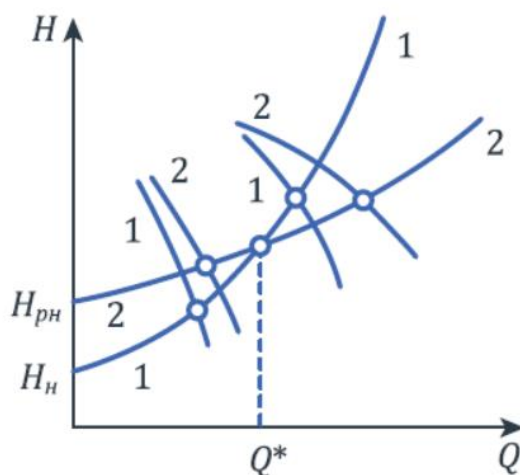


Рисунок 1 – Структура электропотребления на воздушное отопление

Совместная перекачка парафинистых нефтей с газоконденсатом позволяет перевести гидравлическую систему трубопровода в предсказуемый и управляемый режим. Подавление гелеобразования не только снижает энергозатраты на транспорт, но и гарантирует быстрое и безопасное распространение волны давления при запуске, исключая необходимость длительных и рискованных процедур «продавливания» гелевой пробки. Практическая реализация этой технологии требует корректировки регламентов и проведения дополнительных исследований по оптимизации соотношения компонентов смеси, но ее преимущества с точки зрения эксплуатационной надежности и экономической эффективности не вызывают сомнений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Применение газоконденсата при транспортировке высоковязкой нефти Русского месторождения [Электронный ресурс] // Нефтяная промышленность. – URL: https://oil-industry.net/Journal/upload/TTH.pdf?ID=12339&art=237579&ELEMENT_ID=228766 (дата обращения: 31.10.2025).
2. ГОСТ 34182-2017. Нефть и нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров [Электронный ресурс]. – Введ. 2019-01-01. – М.: Стандартинформ, 2017. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293744/4293744893.pdf?ysclid=mhf6md4w1a794243158> (дата обращения: 30.10.2025).
3. Петров, А. В. Транспортировка искусственных смесей: анализ методов / А. В. Петров, К. Д. Сидорова // Нефть и газ. – 2022. – № 5. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/874604-transportirovka-iskusstvennykh-smesey-analiz-metodov/?ysclid=mhf6paa9j151339338> (дата обращения: 30.10.2025).

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

В.Е. Маштаков, УГНТУ, г. Уфа

В процессе транспортировки продукции нефтяных и газоконденсатных скважин по промысловым трубопроводам в условиях низких температур и высокого давления возможно образование газовых гидратов и парафиновых кристаллов. Эти процессы приводят к уменьшению проходного сечения труб, росту гидравлических сопротивлений, падению давления и, в ряде случаев, полной блокировке потока. Проблема гидрато- и парафинообразования остаётся одной из ключевых при эксплуатации промысловых систем на севере и в зонах вечной мерзлоты, где температурные и фазовые условия благоприятствуют кристаллизации твёрдых фаз.

Анализ исследований [1-3] показывает, что процессы образования гидратов и парафинов в промысловых трубопроводных системах тесно взаимосвязаны. При снижении температуры нефти ниже точки помутнения начинают формироваться парафиновые кристаллы, которые могут служить центрами кристаллизации для гидратов. Такое взаимодействие приводит к образованию сопряжённых структур, включающих гидратные, парафиновые и асфальтеновые компоненты.

На ранней стадии процесса наблюдается формирование эмульсионных гелей – высоковязких водонефтяных систем, в которых инициируется рост гидратных кристаллов. Микроструктурные исследования показывают, что частицы гидратов покрываются плёнкой из нефти и асфальтосмолистых веществ, соединяясь между собой парафиновыми кристаллами. В результате образуются плотные структуры, обладающие низкой текучестью и высокой адгезией к стенкам трубопроводов.

Наиболее интенсивное образование парафиногидратных осадков наблюдается при наличии свободной воды, высоком газовом факторе и пониженных температурах потока. Парафиновые кристаллы ускоряют нуклеацию гидратов и способствуют смещению границы их устойчивости в область более высоких температур. Этот эффект приводит к более раннему началу процесса образования твёрдых фаз в многофазных потоках и усложняет эксплуатацию промысловых систем.

Проведённые численные исследования с использованием программных комплексов OLGA и Multiflash позволили воспроизвести термогидравлические условия образования гидратов и парафинов на примере трубопровода нестабильного газового конденсата Среднеботуобинского

нефтегазоконденсатного месторождения. При моделировании учитывались состав газового конденсата, давление, температура и фазовое соотношение компонентов. Полученные результаты динамического и PVT-моделирования подтверждают наличие рисков соосаждения гетерогенных парафиногидратных отложений в диапазоне температур от минус 9,5 до 12,5 °С и давлений 4-6 МПа, что согласуется с экспериментальными данными, представленными в работах [2, 3]. Моделирование показывает, что образование парафиновых кристаллов способствует ускорению нуклеации гидратов и формированию плотных смешанных структур, снижающих пропускную способность трубопровода.

Таким образом, подтверждено, что образование парафиногидратных отложений является сопряжённым физико-химическим процессом, зависящим от состава флюида и термобарических условий потока. Результаты моделирования могут быть использованы для прогнозирования зон образования твёрдых фаз и повышения надёжности систем сбора и транспорта продукции нефтяных и газоконденсатных месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Нурисламов И. Р. Исследование условий образования парафиногидратных отложений при добыче нефти на опытных участках Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Форум молодых ученых. – 2019. – № 10(38). – С. 456–458.
- 2 Jing J., Zhuang L., Karimov R., Sun J., Zhang X. Investigation of natural gas hydrate formation and slurry viscosity in non-emulsifying oil systems. // Chemical Engineering Research and Design. – 2023. – Vol. 190. – P. 687-703.
- 3 Yang H., Jing J., Karimov R., Sun J., Lequan Z. Study on hydrate formation characteristics in crude oil-gas-water system considering emulsion gels. // Fuel. – 2024. – Vol. 364. – Article 131052.

ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС И РВСП

К.А. Михайленко, УГНТУ, г. Уфа

В процессе учёта и хранения нефтепродуктов в резервуарах типов РВС (вертикальный стальной резервуар) и РВСП (вертикальный стальной резервуар с понтоном) точное определение плотности продукта является критически важной и одновременно сложной задачей. Плотность, будучи массой единицы объема, напрямую влияет на расчет массы нефтепродукта, следовательно, на финансовые расчеты, контроль технологических процессов и отчетность. Проблема заключается в том, что плотность нефтепродуктов не является стабильной величиной и существенно зависит от ряда изменчивых факторов, что вносит значительную неопределенность в результаты измерений.

Основной вызов заключается в сильной зависимости плотности нефти и нефтепродуктов от температуры. С повышением температуры плотность жидкости уменьшается, а с её понижением – увеличивается. Поскольку температура продукта в резервуаре может существенно колебаться в зависимости от времени года, суток и технологического цикла, прямое измерение плотности без привязки к температуре дает некорректные данные. Для приведения измеренной плотности к стандартным условиям, которыми в России считается температура 20 °С, используется формула $\rho_{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20)$,

где ρ_4^t – плотность при температуре измерения,

γ – средняя температурная поправка на 1 °С,

а t – температура испытания.

Значения поправок регламентированы и выбираются в зависимости от плотности продукта. Существуют также стандартизированные таблицы поправок, например, таблицы API MPMS Chapter 11.1, которые используются для пересчета плотности и объема к стандартным условиям и основаны на современных исследованиях свойств нефти.

Еще одним фактором, усложняющим учет, является неоднородность плотности по всему объему резервуара. В крупных резервуарах, объем которых может достигать 50 000 м³ и более, может возникать температурное расслоение продукта (стратификация). В результате плотность в верхних и нижних слоях может различаться. Стандартный метод отбора проб с одного уровня не отражает реальной картины, что приводит к систематической погрешности при расчете общей массы. Для корректного определения массы нетто нефти необходимо также учитывать содержание балласта – воды, механических примесей и хлористых солей, массу которого вычитают из массы брутто.

Согласно нормативным документам, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в резервуарах составляют $\pm 0,50\%$ для партий свыше 120 тонн. Для достижения такой точности необходим комплексный подход.

Таблица 1 – Средние температурные поправки плотности для нефтепродуктов

Плотность при 20 °С, г/см ³	Температурная поправка (γ) на 1 °С
0,6900 – 0,6999	0,000910
0,7300 – 0,7399	0,000857
0,7700 – 0,7799	0,000805
0,8100 – 0,8199	0,000752
0,8500 – 0,8599	0,000699
0,8900 – 0,8999	0,000647

Проблема определения плотности в резервуарах РВС и РВСП носит комплексный характер. Для её решения требуется не только точное оборудование, но и строгое следование стандартизированным методикам измерений, обязательный учет температурных поправок, анализ неоднородности среды и контроль содержания балластных веществ. Только такой подход позволяет минимизировать погрешности и обеспечить достоверный учет нефтепродуктов на всех этапах их хранения и транспортировки.

ОЦЕНКА СКОРОСТИ ВЫНОСА ГАЗОВОЗДУШНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ ТРУБОПРОВОДА

М.Р. Москов, И.Ф. Махмудова, УГНТУ, г. Уфа

Образование газовоздушных скоплений (ГВС) в магистральных нефтепроводах является важной проблемой в трубопроводном транспорте, так как приводит к снижению пропускной способности трубопровода, повышению энергозатрат на перекачку, повреждению насосного оборудования, а также создаёт предпосылки для аварийных ситуаций, включая разрушительные гидравлические удары.

Газовоздушное скопление представляет собой неподвижный пузырь, состоящий из газа, выделяемого нефтью вследствие её некачественной дегазации, и воздуха, попадающего в трубопровод в процессе его заполнения нефтью [2].

Среди известных способов удаления газовоздушных скоплений наиболее привлекательным является увеличение скорости потока транспортируемой нефти до минимального значения, при котором происходит самостоятельный вынос этого скопления [1].

В ходе работы была поставлена задача проанализировать физику данного способа, а также изучить связь скорости зависания большого газового пузыря в потоке жидкости и скорости всплытия такого пузыря по наклонной трубке.

Для достижения поставленных целей проведён эксперимент, в процессе которого была собрана лабораторная установка, имитирующая движение газового пузыря по нефтепроводу и состоящая из пластиковой трубки внутренним диаметром 13 мм, двух подводящих шлангов, двух резервуаров с водой и крана для регулирования скорости потока жидкости. Замеры объёма за единицу времени позволили вычислить значение скорости зависания, а измерение времени, за которое пузырь проходит отмеренное расстояние – скорость его всплытия. Для точности все измерения были проведены 5 раз для разных углов наклона трубки (от 5° до 30°). Углы наклона были взяты исходя из возможного расположения трубопровода на местности.

Сопоставив результаты авторов статьи [1], которые проводили аналогичное исследование на трубке с внутренним диаметром 6,7 мм, с проведённым экспериментом, удалось прийти к аналогичному выводу о наличии линейной взаимосвязи между двумя скоростями.

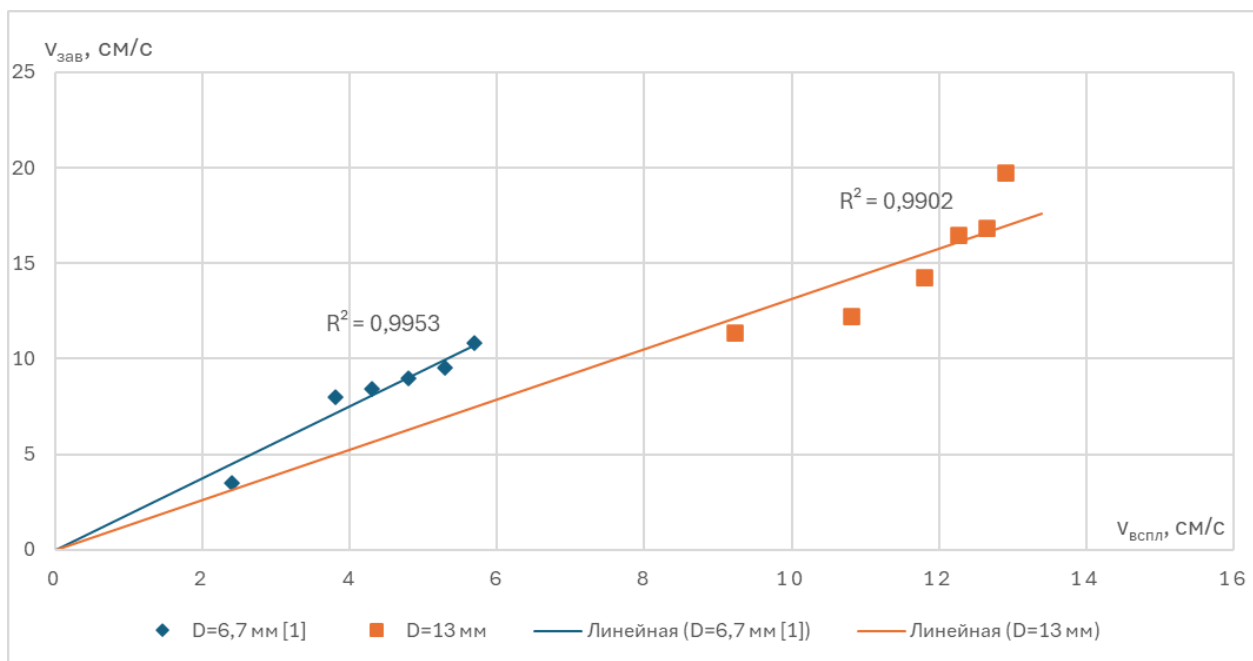


Рисунок 1 – Зависимость скорости зависания газового пузыря от скорости его всплытия

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Махмудова И.Ф., Ташбулатов Р.Р., Нурмухамедов Ч.И., Десяткин Д.П., Шайхинуров А.М. Экспериментальные исследования основных факторов определения выносной скорости газового скопления в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23, № 4. С. 153-164.
2. Махмудова И.Ф., Ташбулатов Р.Р., Кантемиров И.Ф. Концепция удаления газоздушных скоплений из трубопроводов нефти и нефтепродуктов с помощью специальной «выносной» партии // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 5-6. С. 58–63.

ПРОКЛАДКА ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ: НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА ОСТАТОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Р.И. Мусаев, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа

Современное строительство магистральных трубопроводов все чаще отдает предпочтение полиэтилену (ПЭ), однако существующие методики оценки их долговечности требуют совершенствования. В рамках проводимого магистерского исследования разрабатывается комплексный подход к прогнозированию срока службы ПЭ-трубопроводов на основе мониторинга эволюции остаточных технологических напряжений, возникающих в процессе производства труб и их последующего монтажа. Актуальность работы обусловлена тем, что традиционные методы расчета, регламентированные в [1], не в полной мере учитывают влияние технологического наследия на долговечность трубопроводных систем.

Ключевым объектом исследования стали трубы из ПЭ 100 RC (Resistance to Crack), широко применяемые для магистральных сетей. В ходе экспериментальных работ, представленных в [2], была подтверждена высокая коррозионная стойкость и трещиностойкость данного материала, однако нашими наработками выявлен нелинейный характер релаксации остаточных напряжений после сварки. Это явление не в полной мере учитывается в существующих нормативных документах. Для труб диаметром 315 мм SDR17, используемых в системах водоснабжения, нами были получены уточненные параметры сварки, обеспечивающие минимизацию зоны термического влияния.

Таблица 1 – Уточнённые параметры сварки трубопроводов [1]

Параметр сварки	Стандартное значение	Уточненное значение (наработки)
Давление сварки, бар	4,2	3,8-4,0
Температура нагрева, °C	210	205
Время нагрева, сек	120	115-125 (в зависимости от влажности)
Время охлаждения, мин	10	12 (минимум)

Ключевой интерес заключается в разработанной математической модели, описывающей взаимосвязь между режимами сварки, величиной остаточных напряжений и прогнозируемым сроком службы под переменной нагрузкой. Модель построена на основе данных, полученных в ходе мониторинга опытных участков трубопровода, и позволяет корректировать классическую формулу Ларсона-Миллера для полимерных материалов, представленную в [2]. Проведенные расчеты показывают, что оптимизация сварочных режимов, предложенная в работе, позволяет увеличить расчетный запас прочности с стандартных 2.5 до 2.8 для давления 10 атм, что эквивалентно увеличению прогнозируемого срока службы на 15-20%.

Значимость наработок заключается в создании методики экспресс-оценки состояния нового или реконструируемого трубопровода по результатам контроля первого цикла испытательного давления. В работе [2] было установлено, что анализ деформационного отклика трубы в ходе предпусковых испытаний позволяет с высокой достоверностью прогнозировать поведение материала в длительной перспективе. Этот подход выходит за рамки требований [2] и предлагает новый инструмент для обеспечения эксплуатационной надежности.

По результатам расчетов на основе анализа остаточных напряжений авторы [2] получили уточненные параметры монтажа и методику прогнозирования, что позволяет перейти от общих оценок срока службы (50+ лет) к точному прогнозированию ресурса для конкретных условий эксплуатации. Это открывает возможности для оптимизации жизненного цикла магистральных систем и обоснованного пересмотра нормативных документов, таких как [3], в части требований к контролю качества сварных соединений и методам расчета на долговечность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 42-101-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов [Текст]. – Введ. 2003-01-01. – М.: Госстрой России, 2003. – 55 с.
- 2 Frank A., Pinter G. Evaluation of a novel specimen type for the determination of the slow crack growth resistance of polyethylene pipe materials [Текст] / A. Frank, G. Pinter // Polymer Testing. – 2013. – Vol. 32. – Iss. 8. – P. 1492–1499. – DOI: 10.1016/j.polymertesting.2013.09.016.
- 3 ГОСТ Р 50838-2009. Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия [Текст]. – Введ. 2011-01-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 31 с.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

А.В. Нагорнов

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Актуальность работы обусловлена тем, что в современных условиях в резервуарных парках участились случаи, когда донные отложения, не откачивают из резервуаров, вследствие чего происходит накопление большого количества не удаленных отложений, которые приводят к авариям и выводу резервуара во внеплановый капитальный ремонт. Осуществлять своевременное дренирование воды и удаление отложений является целью, которая предотвратит коррозию нижнего пояса, днища и уторного шва резервуара, а также исключит накопление донных отложений на днище. В работе предлагается автоматизировать процессы дренирования воды и удаления отложений за счёт установки в днище резервуара прямков-сборников и необходимого оборудования, обеспечивающего функционирование системы. Также в ходе выполнения работы был разработан алгоритм работы автоматизированной системы и были продемонстрированы экранные формы. При заполнении прямков будет происходить автоматическое дренирование воды и автоматизированное удаление донных отложений. В результате применения предлагаемой автоматизированной системы происходит снижение индивидуального риска; повышение безопасности и надежности эксплуатации резервуарных парков; снижение объёмов работ по времени размыва и очистки резервуаров, за счёт снижения образования нефтяного шлама в резервуарах с нефтью и полного удаления подтоварной воды с днища, нижнего пояса и уторного шва резервуара. Предлагаемое инновационное устройство автоматического дренирования подтоварной воды и удаления донных отложений из резервуаров конструктивно состоит из прямков, расположенных по периметру днища резервуара, выполняющих функции сбора, накопления и удаления донных отложений. Прямки-сборники оборудованы сифонным краном, на котором располагается вибрационный сигнализатор уровня, подающий сигнал о заполнении прямка донными отложениями, а также показывающий уровень раздела сред. Сифонный кран состоит из стояка, наружная часть которого проходит под кольцевым фундаментом, а на его свободной части устанавливается шаровой кран с электроприводом, сигнализатор концентрации нефти в воде и отвод для слива в канализацию. Алгоритм работы предлагаемой системы следующий: в соответствии с нормативной документацией после 2 часов, от окончания приема нефти в резервуар, необходимо осуществить дренирование воды, если сигнализатор покажет значение плотности меньше 1, то дренирование не нужно, так как это говорит о наличии в прямке нефти. Если же показатель плотности будет равен 1 и несколько больше него, то в прямке находится вода и необходимо провести дренирование, только в тех прямках, в которых она есть, в уже существующую систему канализации. В случае подтверждения операции происходит автоматическое открытие шарового крана и осуществляется слив воды. Во время слива сигнализатор осуществляет непрерывный контроль концентрации нефти в

воде. При появлении определенного значения сигнализатор оповестит об этом оператора и отправит сигнал на закрытие шарового крана и прекращение процесса дренирования. Процесс удаления донных отложений будет проходить следующим образом: по истечению некоторого времени, которое определяется сортом нефти и содержанием в ней асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также количеством выпавшего осадка производится поворот винтовой мешалки в горизонтальной плоскости струя, создаваемая при этом вращающимся винтом, приводит во вращение всю массу нефти в резервуаре. Под действием центробежных сил донные отложения перемещаются к стенкам резервуара, а затем отложения попадают в устройство сбора. После появления сигнала о заполнении прямков и значении плотности значительно превышающей 1 (2-3), подаётся сигнал на экран оператора, он принимает решение об удалении донных отложений, для этого подъезжает специальная машина и присоединяется к технологическому трубопроводу, АСПО подогреваются и удаляются из всех прямков-сборников, за счёт установленного на машине насосного агрегата (рисунок 1).

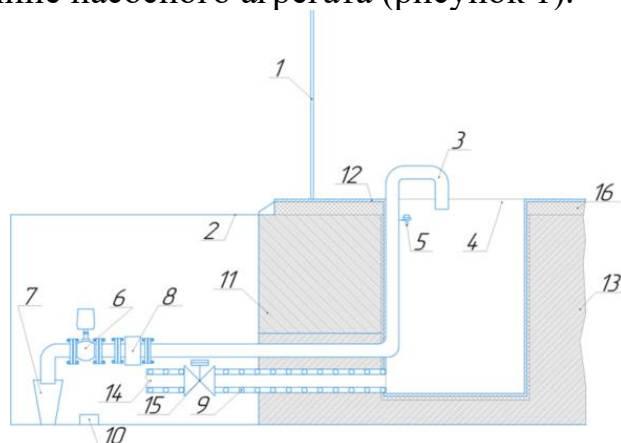


Рисунок 1 – Конструктивное исполнение предлагаемой системы: 1-стенка резервуара, 2-колодец дренирования, 3-сифон, 4-прямок-сборник, 5-сигнализатор плотности и уровня, 6-шаровый кран с электроприводом, 7-канализация, 8-датчик концентрации нефти в воде, 9-кабельный подогрев, 10-датчик загазованности, 11-кольцевой фундамент резервуара, 12-днище резервуара, 13-насыпной грунт, 14-трубопровод откачки донных отложений, 15-шаровый кран, 16-гидрофобный слой.

Автоматизация процесса дренирования подтоварной воды уменьшает время присутствия персонала вблизи резервуара на четверть, следовательно, индивидуальный риск снижается на 25 %. В результате снижения индивидуального риска, происходит повышение безопасности и надежности эксплуатации резервуарных парков. Таким образом, внедрение предлагаемой автоматизированной системы приведет: к снижению образования нефтяного шлама в резервуарах с нефтью; к снижению объёмов работ по времени размыва и очистки резервуаров; к снижению человеческого фактора и риска, связанного с производственными процессами; к снижению образования АСПО в трубопроводах и оборудовании по всей технологической цепочке подготовка - транспорт - переработка [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Нагорнов А. В. Повышение безопасности резервуаров вертикальных стальных за счет применения автоматизированной системы дренирования подтоварной воды и удаления донных отложений. Актуальные проблемы недропользования. Санкт-Петербург. 2023. с. 45-48.

**КОРРЕКТИРОВКА ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ
К ОТВОДАМ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ**

Г.В. Нестеров¹, А.И. Азарин²

1 – ООО «Синарастройкомплект», г. Екатеринбург

2 – АО «ОМК», Москва

Национальные и межгосударственные стандарты на трубную продукцию разрабатываются в основном техническим комитетом ТК 357 «Трубы стальные и чугунные и баллоны».

В процессе деятельности ТК 357 было разработано изменение № 1 межгосударственного стандарта ГОСТ 24950-2019 «Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных трубопроводов. Технические условия».

В ГОСТ 24950 внесены следующие основные изменения:

- актуализированы нормативные ссылки;
- внесено уточнение, что минусовой допуск по толщине стенки для отвода должен быть не более, чем у присоединяемой трубы;
- внесены технические требования к выполнению и контролю качества кольцевых сварных соединений отводов из двух труб;
- внесены дополнительные разделки кромок, предназначенные для стыковки отводов с трубами с меньшей толщиной стенок, чем у отводов, в 1,5 раза;
- внесено уточнение, что при обработке кромок отводов возможно неравномерное или частичное образование внутренней фаски;
- требование к остаточной магнитной индукции на торцах изделий приведено в соответствии с стандартами на трубы;
- внесено требование по необходимости проверки мест зачистки с помощью визуального и измерительного контроля;
- внесены уточнения в части установки трубы-заготовки относительно ложементов гибочного оборудования;
- внесены уточнения в части недопустимых на поверхности изделия дефектов, выявляемых при визуальном контроле;
- откорректированы технические требования к параметрам изделий, которые необходимо контролировать при приемке;
- введены требования по необходимости контроля угла скоса покрытия и длины неизолированных участков для изделий, торцы которых подвергались механической обработке;
- внесены уточнения к используемым приборам измерения;
- внесено требование по использованию при контроле толщины стенки ультразвукового толщиномера вместо микрометра или стенкомера;

- исправлен ошибочный рисунок действующей редакции (рис. 8 ГОСТ 24950) по контролю кривизны отводов с диаметром более 1020 мм изнутри изделия, введены соответствующие расчётные формулы;

- методы контроля откорректированы в части проведения обязательного контроля наружного диаметра на торцах отводов;

- приведение ширины прикромочной зоны на торцах изделий в соответствии со стандартами на трубы;

- форма заводского паспорта откорректирована в части необходимости указания наименования изготовителя отвода.

Изменение было разработано с целью совершенствования технических требований к отводам холодного гнутья, приведения их в соответствие с техническими требованиями к трубам-заготовкам, корректировки имеющихся в основном стандарте неточностей.

В связи с тем, что стандарт ГОСТ 24950-2019 является межгосударственным в настоящее время проведено его согласование с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации, проводится нормоконтроль и подготовка к утверждению в Росстандарте.

ПАРАМЕТРЫ ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ДЛЯ ГАЗОНЕФТЕРОВОДОВ

Г.В. Нестеров¹, А.А. Юшин², М.Г. Глухов¹

1 – ООО «Синарастройкомплект», г. Екатеринбург, Россия;

2 – Daou (Shaoxing) Technology Co., Ltd., Шаосин, Китай

При строительстве линейной части магистральных и промышленных трубопроводов возникает необходимость выполнения их поворотов в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Повороты осуществляются с помощью упругого изгиба трубопровода (плети) или, когда это невозможно, использования отводов горячего или холодного гнущья. Отводы горячего гнущья (изготавливаемые с использованием индукционного нагрева) можно изготавливать с меньшими по сравнению с отводами холодного гнущья радиусами изгиба и большими углами изгиба. Но отводы холодного гнущья находят большее применение, так как обладают рядом преимуществ:

- дешевизна изготовления по причине отсутствия необходимости термического воздействия на металл в процессе гибки;
- сравнительная компактность оборудования для изготовления;
- возможность изготовления не только на заводе, но и в трассовых условиях в месте строительства трубопровода;
- изготовление из труб-заготовок, сортамент и микроструктурное состояние стали которых идентично трубам, используемым при строительстве;
- отсутствие необходимости проведения дополнительных механических испытаний металла отводов холодного гнущья ввиду малых деформаций;
- возможность набора требуемого угла изгиба путем стыковки нескольких отводов;
- возможность предотвращения деформации поперечного сечения изгибаемой трубы-заготовки и образования гофр с помощью дорнов;
- отсутствие сужения внутреннего диаметра и отсутствие ограничений по прохождению ВВП;
- незначительные гидравлические сопротивления;
- возможность изготовления из труб-заготовок как с полиэтиленовым, так и с эпоксидным антикоррозионным покрытием [1].

Учитывая широкое применение отводов холодного гнущья в современной трубопроводной транспортной системе углеводородов по всему миру, актуальным является сопоставление технических требований, установленных в различных нормативных документах (стандартах) на отводы холодного гнущья.

В связи с этим проведён сравнительный анализ технических требований к отводам холодного гнущья, установленных в международном стандарте ISO 15590-4:2019, стандарте КНР GBT 29168.4-2024, российском ГОСТ 24950-2019 и канадском CSA Z245.17:22, выявлены имеющиеся различия [2].

Китайский стандарт GBT 29168.4-2024 разработан на основе ISO 15590-4:2019 и модифицирован по отношению к нему.

Основные существенные отличия GBT 29168.4-2024 от ISO 15590-4:2019 следующие:

- предусмотрена возможность изготовления отводов холодного гнущего не только на заводе, но и в трассовых условиях;
- исключен уровень труб-заготовок PSL 1, так как они в КНР не используются. Предусмотрены только трубы уровнем PSL 2;
- добавлены требования по квалификации производителя в соответствии с законодательством КНР;
- изменены требования к ударной вязкости и твердости металла отводов холодного гнущего;
- исключена возможность изготовления отводов с толщиной стенки на внешней дуге меньше допустимой стандартом на трубу-заготовку;
- предусмотрена возможность изготовления отводов холодного гнущего с антикоррозионным покрытием.

Стандарты ISO 15590-4:2019 и CSA Z245.17:22 имеют следующие основные отличия от российского стандарта ГОСТ 24950-2019:

- допущена возможность изготовления отводов холодного гнущего из спиральношовных труб;
- не предусмотрено использование для изготовления отводов холодного гнущего двухтрубных секций в качестве заготовок;
- перед изготовлением отводов холодного гнущего необходимо проведение квалификационных испытаний;
- отличия в правилах приемки отводов холодного гнущего.

В результате анализа технических требований различных стандартов было установлено [2]:

- ISO 15590-4:2019, GBT 29168.4-2024 и CSA Z245.17:22 не регламентируют минимально допустимый радиус изгиба отводов холодного гнущего. Касательно отводов холодного гнущего трассового изготовления ISO 15590-4:2019 ссылается на ISO 13623:2017, согласно которому допускаются радиусы изгиба менее, чем предусмотрены ГОСТ 24950-2019;
- в GBT 29168.4-2024 и ГОСТ 24950-2019 предъявлены требования, которые учитывают потребность изготовления отводов холодного гнущего, как в заводских, так и в трассовых условиях. В ISO 15590-4:2019 и CSA Z245.17:22 предъявлены требования к отводам холодного гнущего заводского изготовления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Применение заводских эпоксидных покрытий для антикоррозионной защиты подземных трубопроводов / А.М. Ефремов, П.Д. Волянский, П.О. Ревин, С.В. Ануфриев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. № 3 (11). С. 293–303.
2. Peculiarities of normative documentation regulating the production of cold bends / Nesterov G.V., Yushin A.A., Glukhov M.G., Tkachuk M.A. // China oil and gas. 2025. № 5. С. 15-20.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА АНОДНЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ

С.А. Никулин^{1,2}, Д.А. Васин¹, А.Г. Коротяев³, Е.Е. Кардаш⁴

1- ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород

2- НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород

3- ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург

4- ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта

Защита от коррозии подземных нефтегазопроводов осуществляется с помощью комплексной защиты, включающей защитные покрытия (пассивную защиту) и электрохимическую защиту (активную защиту). [1]

Станции катодной защиты являются эффективным средством защиты от коррозии магистральных трубопроводов при повреждении изоляционного покрытия. Основным элементом станций катодной защиты является анодное заземление, которое разрушается в процессе эксплуатации. Оценка остаточного ресурса анодного заземления является актуальной задачей, решение которой позволит заранее планировать ремонты, что в целом повысит надежность работы системы электрохимической защиты [1].

Использование подсистем дистанционного коррозионного мониторинга (ПДКМ) позволяет получить массив данных о состоянии защищенности параметрах работы оборудования электрохимической защиты [2].

На основании данных коррозионного мониторинга были обучены две модели – классическая модель машинного обучения на базе категориального бустинга и нейросетевая модель. Результатом прогноза явился срок достижения предельных показателей напряжения на выходе станции катодной защиты, как предельный срок функционирования анодного заземлителя. Прогноз наступления критических значений напряжения станции и соответственно остаточного ресурса анодного заземлителя был предсказан в интервале между 2033 и 2034 годами. Сравнение вычисленных показателей остаточного ресурса с контрольным запатентованным методом показало практическую применимость моделей машинного обучения для решения поставленной задачи [3-5].

Подтверждена необоснованность существующего критерия по достижению установленного показателя сопротивления растеканию анодного заземления, как параметра характеризующего наступление срока вывода его в ремонт, при наличии запаса по напряжению у станции катодной защиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агине́й Р. В., Александров Ю. В., Никулин С. А., Исупова Е. В., Исламов Р. Р. Электрохимическая защита нефтегазопроводов. - Вологда: Инфра-Инженерия. 2020. 736 с. ISBN 978-5-9729-0413-6
2. Марянин В. В., Карнавский Е. Л. Концепция системы коррозионного мониторинга объектов газотранспортной системы // Коррозия территории НЕФТЕГАЗ. 2016. № 1 (33). С. 58-60.
3. Дайзенрот, М. Фейзал А, Он Ч. Математика в машинном обучении // Санкт-Петербург: издательство «Питер», 2025. – 512 с. - ISBN 978-5-4461-1788-8.
4. Рашка С. Python и машинное обучение = Python Machine Learning. - ДМК Пресс, 2017. - 418 с. - ISBN 978-5-97060-409-0.
5. Агине́й Р.В., Исупова Е.В., Александров О.Ю., Александров Ю.В. Патент на изобретение 2721250. Способ определения срока вывода в ремонт анодного заземления; опубл. 18.05.2020. бюл.№14.

РАЗРАБОТКА ПОДХОДОВ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НА ОСНОВАНИИ ОБЩЕГО ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ

С.А. Никулин^{1,2}, Д.А. Васин¹

1- ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород

2- НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород

Коррозия объектов транспорта значительно снижает срок службы и приводит к аварийному состоянию, при котором дальнейшая эксплуатация невозможна. [1] Одним из факторов, влияющих на коррозионные процессы, является переменный ток, наведенный на трубопровод от высоковольтных линий электропередач (ВЛЭП) в местах пересечения (сближения) с магистральным трубопроводом. Среди мер пограничную влияния применяются различные подходы и средства, такие как устройства защиты трубопровода (УЗТ). [2] Длительный срок эксплуатации оборудования непременно приводит к старению и выходу за начальные характеристики, что может негативно сказаться на эффективной работе противокоррозионной защиты. Понимание надежностных характеристик системы электрохимической защиты (ЭХЗ) с учетом изменения внешних факторов, вызывающих переменный ток в трубопроводе, является актуальной задачей, решение которой позволит оптимально настроить работу станций катодной защиты с учетом требований по обеспечению необходимого уровня защитного потенциала в условиях влияния переменного тока. Решение данной задачи позволит в целом повысить надежность системы ЭХЗ.

Активное развитие системы дистанционного коррозионного мониторинга на объектах транспорта нефти и газа позволяет отследить параметры работы системы ЭХЗ и изменение показателей переменного напряжения и тока. [3]

Применение подходов по определению показателей надёжности системы ЭХЗ совместно с наработками зарубежных стандартов по регулированию режимов работы системы ЭХЗ в зависимости от величины наведенного переменного тока могут решить описанную проблему. Апробация нескольких сценариев показала:

- повышение выходных показателей станций катодной защиты изменило показатель защищенности до значений в 0,9998, что говорит о высокой степени защиты, но загруженность станций катодной защиты не способствует долгому поддержанию такого режима;

- понижение выходных показателей станций катодной защиты не изменило показатель защищенности (0,9949).

Были определены эффективные режимы работы станций катодной защиты при различных режимах работы ВЛЭП с учетом показателей надежности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агине́й Р. В., Алекса́ндров Ю. В., Нику́лин С. А., Исупова Е. В., Исламов Р. Р. Электрохимическая защита нефтегазопроводов. - Вологда: Инфра-Инженерия. 2020. 736 с. ISBN 978-5-9729-0413-6.
2. Захаров Д.Б., Пионт Д.Ю., Яблучанский П.А. Оценка влияния высоковольтных линий электропередач на подземный трубопровод и его защита от воздействия наведенного переменного тока // Газовая промышленность 2018. №9. С. 84-90.
3. Марянин В. В., Карнавский Е. Л. Концепция системы коррозионного мониторинга объектов газотранспортной системы // Коррозия территории НЕФТЕГАЗ. 2016. № 1 (33). С. 58-60.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ СБЕРЕЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

А.Р. Нигматуллин, А.Р. Валеев
УГНТУ, г. Уфа

Проблема рационального использования природного газа и снижения его потерь приобретает особую актуальность в контексте современных экологических вызовов и экономической целесообразности. При проведении ремонтно-профилактических и аварийно-восстановительных работ на линейной части магистральных газопроводов традиционно происходит стравливание газа из изолированных участков через свечные краны, что приводит к существенным экономическим потерям и негативному воздействию на окружающую среду [1].

Цель данного исследования заключается в анализе и разработке усовершенствованных технологических подходов к сбережению природного газа в процессе выполнения ремонтных операций на магистральных газопроводах с использованием современных методов временной консервации углеводородного сырья.

Комплексный анализ существующих технических решений выявил несколько перспективных направлений: технология без огневой врезки с применением усиливающих бандажей; внедрение мобильных поршневых компрессорных агрегатов с различными параметрами производительности; использование компрессорного оборудования со специализированными перепускными каналами, минимизирующими явление обратного расширения; применение передвижных компрессорных установок для перекачки газа между участками [2].

Согласно проведенным исследованиям [2], оптимальным техническим решением в настоящее время признается использование мобильных компрессорных станций, которые осуществляют перемещение газа из ремонтируемого сегмента в функционирующие участки газотранспортной системы. Данный подход обеспечивает сохранение ценного энергоресурса и минимизацию экологических рисков. Однако такая технология требует прокладки временных трубопроводных обвязок значительной длины, что увеличивает трудозатраты и время проведения работ.

Инновационный подход, представленный в патенте [3], предлагает комплексное решение, включающее построение специальной технологической схемы со снижением рабочего давления до уровня 1-1,2 МПа, криогенное сжижение природного газа с помощью мобильного оборудования, его аккумулятирование в специализированных криогенных резервуарах и последующую регазификацию при возврате в систему. Практическая реализация данной технологии позволяет сохранить до 75% объема газа, подлежащего стравливанию, при полном исключении атмосферных эмиссий метана.

Настоящее исследование предлагает модифицированный вариант технологии сбережения природного газа, основанный на принципах,

изложенных в [3], но использующий для процесса сжижения дроссельный эффект Джоуля-Томсона, реализуемый в специально спроектированном сопле Лаваля. Математическое моделирование и термодинамические расчеты подтверждают, что оптимизация конструктивных параметров сопла (критического сечения, углов расширения, длины диффузора) обеспечивает достижение необходимых условий для эффективного фазового перехода метана в жидкое состояние при минимальных энергозатратах.

Дополнительным преимуществом разработанного метода с применением сопла Лаваля, является возможность интеграции системы с существующей инфраструктурой газотранспортной системы без необходимости монтажа протяженных временных газопроводов. Экономический эффект достигается за счет сохранения товарного газа, снижения затрат на компенсацию экологического ущерба, а также возможности использования сохраненного продукта для технологических нужд компрессорных станций или коммерческой реализации. Предварительные расчеты показывают, что внедрение предлагаемой технологии позволит сократить потери газа при ремонтных работах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рафиков С.К., Шарнина Г.С., Аскаров Р.Г. Оценка прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла. – Нефтяное хозяйство, 2023, №3. – С. 95-99.
2. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО Газпром».
3. Пат.2644605 Российская Федерация, МПК F17D 3/00. Способ сохранения природного газа путём предупреждения его выбросов в атмосферу при ремонте газопроводов [Текст] Ткаченко И.Г.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Краснодар". – № 2015129865; заявл. 20.07.2015; опубл.13.02.2018, Бюл.№5. – 8 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАТНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ДЕТАЛЕЙ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В.Д. Новикова, С.В. Кутаев, УГНТУ, г. Уфа

С 2022 года большинство зарубежных компаний в сфере жизненного цикла компрессорного оборудования прекратило сотрудничество на внешнем рынке, что стало острой проблемой технологического суверенитета. Проведённый анализ показал, что основным направлением является необходимость импортозамещения деталей, так как 80% комплектующих поставляется из-за рубежа: Германия, США, Китай и Италия. Вследствие этого производство отечественных аналогов становится первоочередной стратегической задачей

Реверс-инжиниринг (РИ) или обратное проектирование – это один из инструментов импортозамещения, а также процесс исследования физического объекта с целью понять принцип его работы, внести изменения или воспроизвести этот объект с аналогичными функциями. Актуальность темы состоит в продвижении РИ при воссоздании копий запасных частей и конструкторской документации (КД) для избегания простаивания аппаратов во время ремонтных работ [1].

В данной работе приведено восстановление конструкции поршневого зарубежного компрессора Neuman & Esser при помощи обратного проектирования. Принцип работы оборудования основан на повышении давления за счет изменения объема рабочей камеры. Объектом исследования является крейцкопф – деталь кривошипно-ползунного механизма, необходимая для соединения поршня и шатуна. Неисправность выбранной части компрессора приводит к снижению КПД на 1,5-2,5% и вызывает повреждения смежных элементов: разрушение уплотнений, преждевременный выход из строя подшипников, износ цилиндров и поршневых колец и т.д. Влияние состояния крейцкопфа на работу оборудования представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Экономические аспекты влияния состояния крейцкопфа

Состояние	Оптимальное	Начальный износ	Средний износ	Критический износ
Увеличение энергопотребления	0 %	3-5 %	7-12 %	15-25 %
Снижение производительности	0 %	2-3 %	5-8 %	10-20 %
Сокращение межремонтного интервала	0 %	5-8 %	30-40 %	60-70 %

Проведение РИ компрессорного оборудования подразумевает создание численной модели аппарата и КД, позволяющей получить визуальное и понятное отображение аппарата с применением цифровых технологий. В работе

представлен алгоритм (рисунок 1), который содержит этапы, соответствующие требованиям технического задания к крейцкопфу:

1. Исследование исходной детали: изучение информации об изделии (назначение, условия эксплуатации, сопрягаемые детали), измерение для создания эскиза при помощи ручных средств измерения (штангенциркуль, профилометр и т.д.), определение материала и механических свойств;

2. Применение метода неразрушающего контроля для получения облака точек – 3D сканирование;

3. Обработка сканов в программном обеспечении Geomagic Design X для получения полигональной модели и проверки отклонения профиля от триангулированной модели облака точек;

4. Разработка 3D модели в CAD-системах;

5. Разработка чертежей с учетом требований единой системы конструкторской документации и внесение изменений для улучшения технических характеристик изделия.



Рисунок 1 – Этапы реверс-инжиниринга

Результатом всех этапов обратного проектирования является отечественная деталь, запущенная в массовое производство после успешных заводских испытаний или расчетов в САЕ-системах. Таким образом, реверс-инжиниринг – это перспективный процесс в рамках импортозамещения. Он позволяет качественно разработать документацию и обеспечить надёжность поставок технологичного компрессорного оборудования и его деталей независимо от санкций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Проблемные вопросы и пути их решения при проведении реверс-инжиниринга узлов компрессорных машин / А. Ф. Сарманаева, Н. В. Соколов, О. Ю. Паранина [и др.] // Омский научный вестник. Серия Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. – 2024. – Т. 8, № 3. – С. 53-60.

ХАРАКТЕРИСТИКИ АКУСТИЧЕСКОГО СИГНАЛА, ЗАПИСАННОГО ПРИ ДИАГНОСТИКЕ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОГО ПРОСЛУШИВАНИЯ

Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Таибулатов
УГНТУ, г. Уфа

Современные системы диагностики магистральных трубопроводов преимущественно используют параметрические методы контроля, основанные на анализе данных систем диспетчерского управления. Однако чувствительность таких методов оказывается недостаточной для обнаружения утечек малой интенсивности и несанкционированных врезок, что обуславливает необходимость разработки альтернативных подходов.

Перспективным направлением представляется метод акустического прослушивания, основанный на регистрации и анализе гидродинамических шумов. Турбулентный поток жидкости в трубопроводе генерирует акустические колебания с определенной амплитудно-частотной характеристикой.

Экспериментальные исследования, проведенные с использованием комплекта акустического оборудования, включающего в себя: портативный анализатор спектра, предварительный двухканальный усилитель, обратимый погружной гидрофон, подтвердили результаты предыдущих исследований [1].

Полученная амплитудно-частотная характеристика доказывает, что амплитуда акустического сигнала снижается с повышением частоты (рисунок 1).

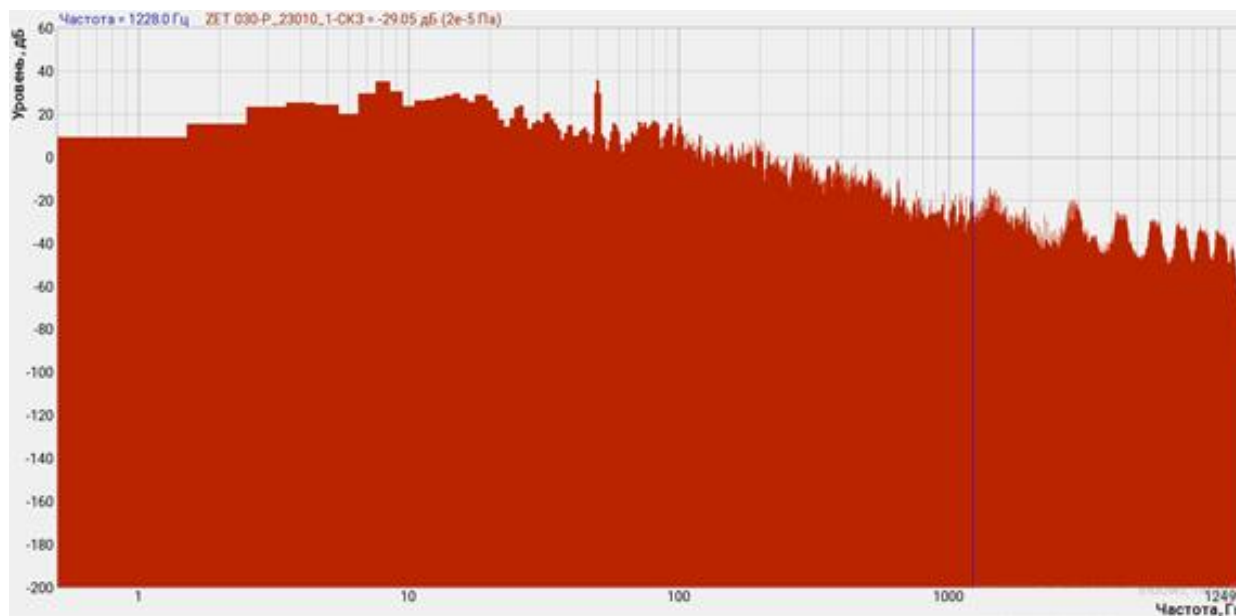


Рисунок 1 – Амплитудно-частотная характеристика акустического сигнала

Полученный спектр акустического сигнала подтверждает, что основной гидродинамический шум турбулентного потока жидкости находится в диапазоне от 0 до 1 500 Гц и перестает фиксироваться записывающей аппаратурой на частоте 11 500 Гц (Рисунок 2).

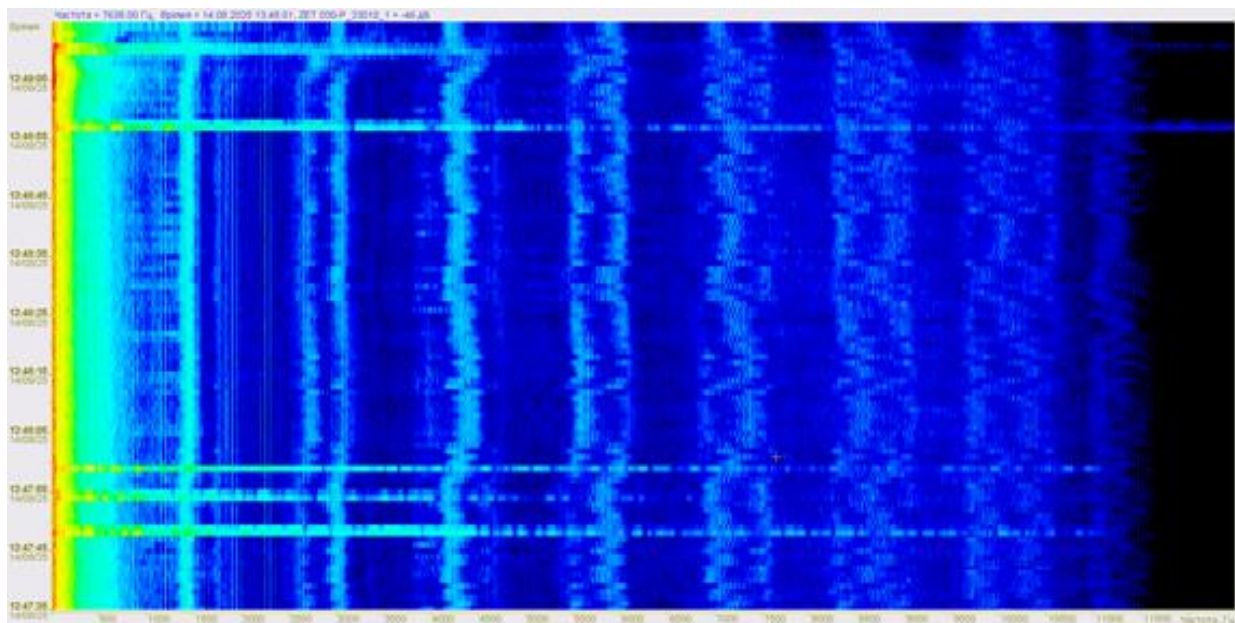


Рисунок 2 – Спектр акустического сигнала

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нурмухамедов, Ч.И. Спектральный анализ аудиосигнала, записанного при диагностике трубопровода с помощью метода акустического прослушивания / Ч.И. Нурмухамедов, А.Ш. Яппарова, Р.Р. Ташбулатов //: Материалы 76-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа. – 2025. – С. 522.

О ГРАНИЦЕ ЗОН ТРЕНИЯ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАСЧЕТЕ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ В СЛУЧАЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ

И.В. Осипова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

При разработке технологического процесса перекачки нефти и нефтепродуктов с использованием противотурбулентной присадки (ПТП) были выполнены на различных перегонах магистральных трубопроводов ОПИ малых добавок на основе высших поли α -олефинов (гелеобразные типа: CDR 102; Neccad – 547 и суспензионные типа: Neccad – 447; M - Flowtreat; Liquid PowerTM; FLO MHA; FLO XL). На рисунке 1 представлен график для коэффициентов гидравлического сопротивления λ , построенный по результатам некоторых их ОПИ. На нём показаны ламинарообразные участки кривых сопротивления при движении слабых растворов полимеров с эффектом снижения турбулентного трения, когда наблюдается отход от закона «гидравлически гладких» труб с переходом на участок, эквидистантный кривой сопротивления ламинарного режима течения [1].

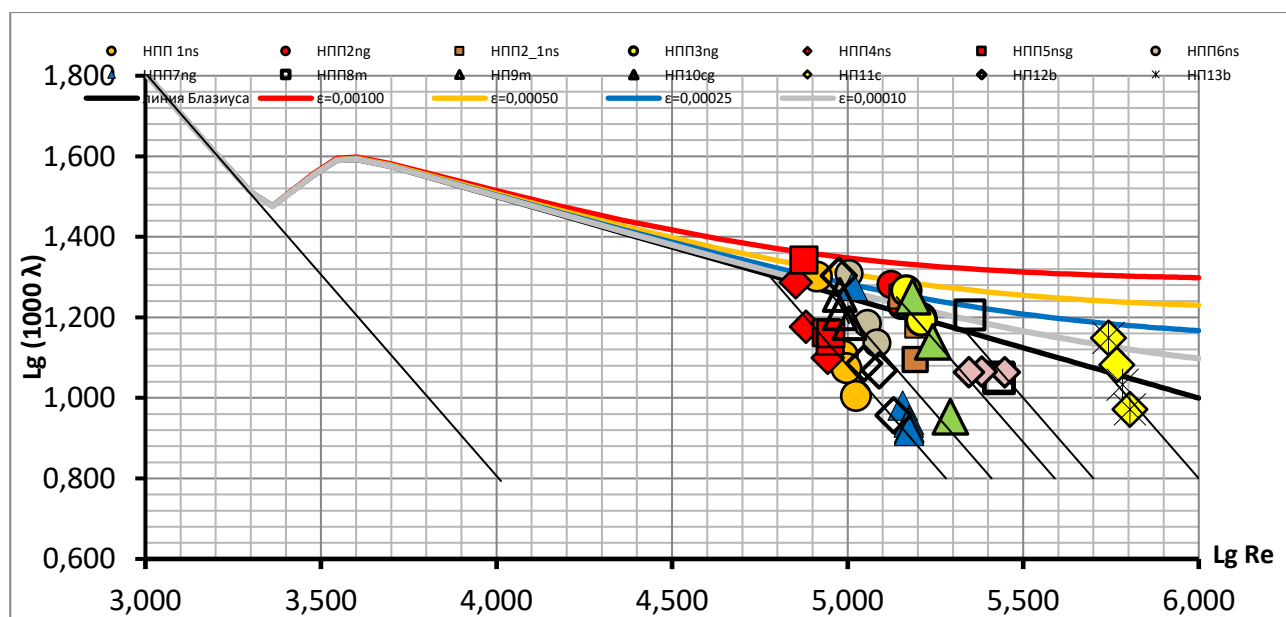


Рисунок 1 – Эффект снижения гидравлического сопротивления λ при течении слабых углеводородных растворов полимеров (по результатам ОПИ)

Однако, эффект Томса в соответствии с экспериментальными данными проявляется уже в зоне «смешенного трения», то есть по мере увеличения концентрации добавок происходит снижение коэффициента сопротивления со значений, характерных для режимов течения жидкости без присадки, с выходом на линию Блазиуса (перегоны НПП2ng; НПП3g; и НПП11c).

При разработке формул для коэффициента сопротивления λ потока жидкости с ПТП в зависимости от зоны турбулентности возникает необходимость в определении пограничной эффективности малой добавки

полимера, соответствующей переходу от «смешенного трения» к «гидравлически гладким» трубам.

В настоящее время имеются несколько подходов к расчету коэффициента гидравлического сопротивления при течении ньютоновских жидкостей в шероховатых трубах с полимерными добавками [2].

В наших исследованиях для оценки изменения толщины вязкого подслоя турбулентного потока в зависимости от эффективности DR присадки была использована универсальная формула А.Д. Альтшуля вида:

$$\lambda_f = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re_f} + \varepsilon_f(DR) \right)^{0,25}, \quad (1)$$

где λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления потока углеводородной жидкости с малой добавкой полимера;

Re_f – число Рейнольдса для потока жидкости с ПТП;

$\varepsilon_f(DR)$ – «отрицательная» относительная шероховатость внутренней поверхности трубы, зависящая от эффективности DR добавки. При отсутствии присадки, то есть при $DR = 0$, $\varepsilon_f(0) = \frac{k}{d_{\text{экв.}}}$.

Результаты расчетов по формуле (1) представлены в виде графической зависимости на рисунке 2.

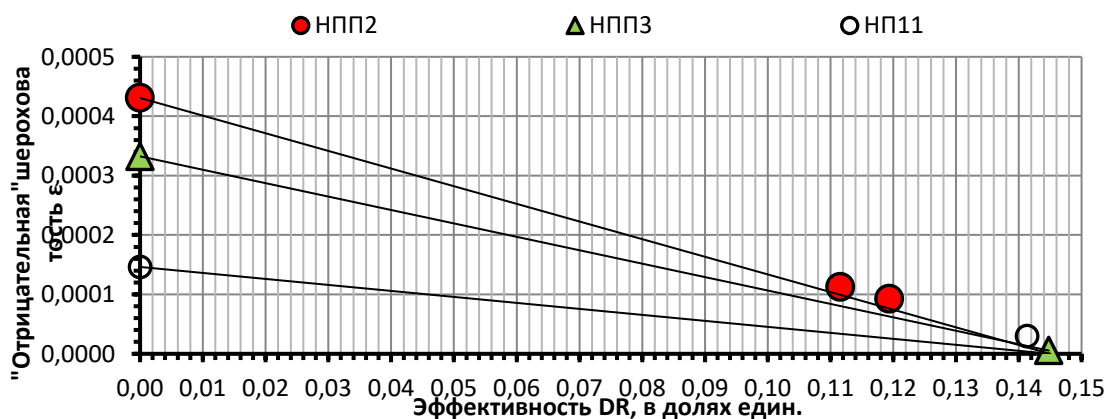


Рисунок – 2. Зависимость «отрицательной» относительной шероховатости от эффективности ПТП

Таким образом, в случае применения ПТП пограничным значением эффективности между «шероховатыми» и «гидравлически гладкими» трубами можно считать $DR \approx 14,5\%$.

Список использованных источников

- 1 Павловский В.А., Орлов О.П. Особенности согласованного изменения сопротивления трения и профиля скорости течения в трубах при проявлении эффекта Томса//Труды Крыловского государственного научного центра. – 2021. - №3(397). – С. 25–32.
- 2 Шагиев Р.Г. Гидравлическое сопротивление турбулентных течений в шероховатых трубах при использовании полимерных добавок// Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ. – 2019. - №6 (122). – С. 87 – 104.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕРИ ОДОРАНТА СПМ-1 В ГАЗОПРОВОДАХ МЕТОДОМ CFD-МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.О. Петренко, В.И. Муратова
УГНТУ, г. Уфа

В Российской Федерации уровень газификации на 2024 год составляет 74,7 %. Несмотря на постоянные усилия, предпринимаемые для обеспечения безопасности эксплуатации газового оборудования, статистика МЧС РФ по происшествиям указывает на актуальность вопроса снижения утечек бытового газа.

Согласно данным, собранным в период с июля 2024 по июль 2025 года, в результате взрывов бытового газа в России погибло 73 человека, еще 187 человек пострадали. Основные причины представлены на рисунке 1.

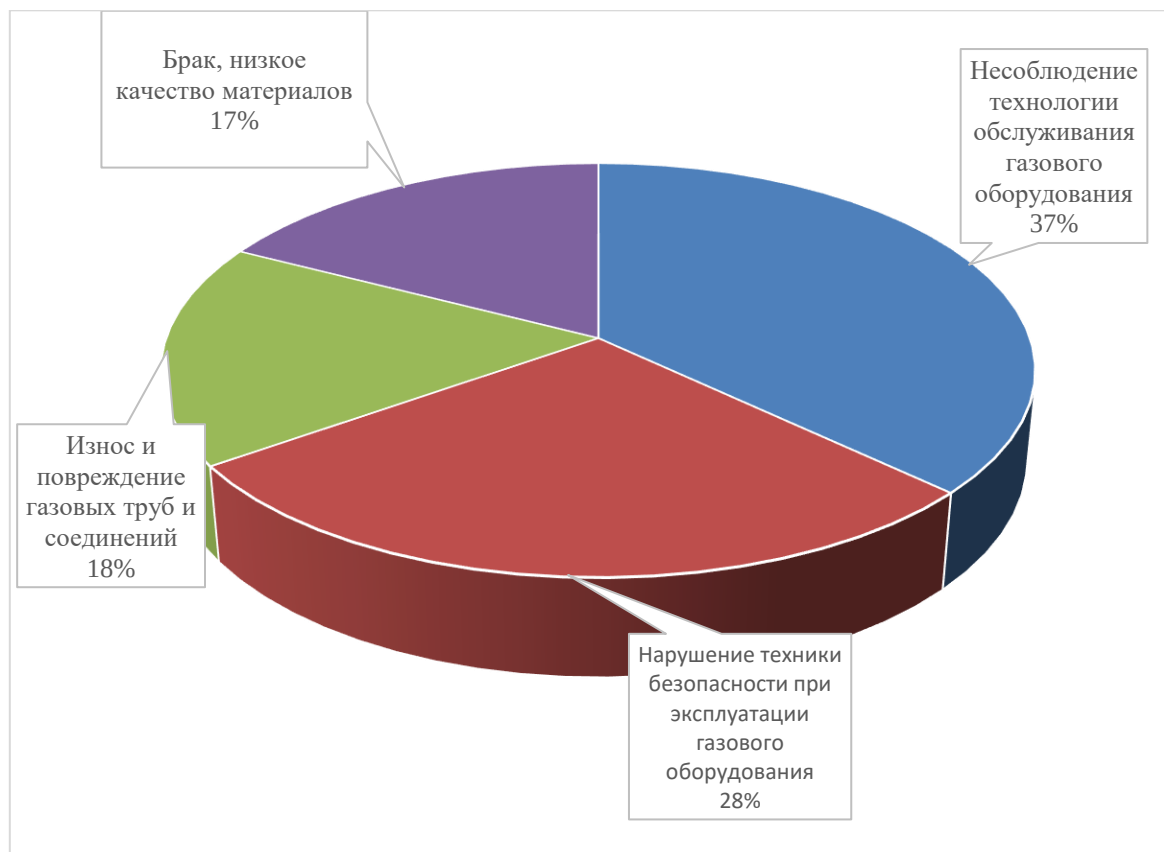


Рисунок 1 – Процентное соотношение основных причин взрыва бытового газа

Основой безопасного распределения и использования природного газа является процесс одоризации, представляющий собой добавление одоранта для придания специфического запаха. В Российской Федерации для этой цели применяют смесь природных меркаптанов (СПМ-1).

В ходе эксплуатации газораспределительных систем наблюдается явление снижения интенсивности запаха одорированного газа, известное под термином odor fade. Это обстоятельство создает потенциальную угрозу взрывов и

отравлений, так как при недостаточной концентрации одоранта потребители не могут своевременно обнаружить утечку.

Потеря одоранта обусловлена его адсорбцией на стенках труб. Молекулы газообразного одоранта физически притягиваются и прилипают к внутренней поверхности трубы. Для меркаптанов в составе СПМ-1 проблема адсорбции особенно актуальна в новых трубопроводах, где молекулы прикрепляются к стенкам трубы до тех пор, пока линия не станет насыщенной [1].

Химический механизм потери одоранта связан с окислением меркаптанов в присутствии оксидов железа и кислорода, что приводит к образованию дисульфидов, имеющих значительно более низкую летучесть и практически не обладающих запахом. Отметим, что меркаптаны обладают различной устойчивостью к процессам окисления (таблица 1). В качестве эталонного соединения для сравнения реакционной способности выбран трет-бутилмеркаптан, для которого этот показатель условно равен единице. Данное соединение признано наиболее устойчивым к окислению среди представителей класса меркаптанов, что делает его идеальным стандартом для количественной оценки [2].

Таблица 1 – Окисляемость меркаптанов

Меркаптан	Относительная окисляемость компонентов
Трет-бутилмеркаптан	1
Изо-пропилмеркаптан	1,3
Втор-бутилмеркаптан	2,0
Н-бутилмеркаптан	9,0
Н-пропилмеркаптан	98,3
Этилмеркаптан	227,0

Для количественного анализа потерь одоранта в процессе транспортирования выполнено CFD-моделирование изменения концентрации СПМ-1 вдоль участка стального газопровода в ПО ANSYS FLUENT. Данная модель позволяет оценить влияние эксплуатационных параметров на процесс, а также выявить зоны повышенного риска, что служит основанием для оптимизации размещения точек дополнительного мониторинга качества одоризации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Causes of Odor Fade and Natural Gas Odorant Scrubbing [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gasodorizer.com/causes-odor-fade-natural-gas/> (дата обращения: 20.10.2025).
2. Максимова Т.В. Актуальные проблемы одоризации природного газа и контроля ее степени [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.tk-52.ru/fileadmin/f/activitiy/meetings/2023.04/16-aktualnye-problemy-odorizacii-prirodnogo-gaza.pdf> (дата обращения: 20.10.2025).

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЙ В ТРУБЕ ПЕРЕМЕННОГО СЕЧЕНИЯ

С.А. Петрунин, В.А. Коннов, М.А. Сердцева, Л.Е. Землеруб
Самарский государственный технический университет, г. Самара

Целью нашего проекта является проверка верности научного описания системы измерения давлений в трубе переменного сечения в научно-методической литературе с помощью практических испытаний. При изменении диаметра, и соответственно скорости движения жидкости, происходит превращение одного вида энергии в другой: при увеличении скорости часть потенциальной энергии переходит в кинетическую, а при снижении скорости, наоборот, часть кинетической энергии переходит в потенциальную [1], [2].

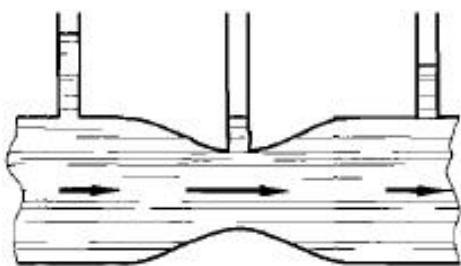


Рисунок 1 – Учебник Г.Я. Мякишева.
Рисунок 9.39. Физика. 10 класс.2010.

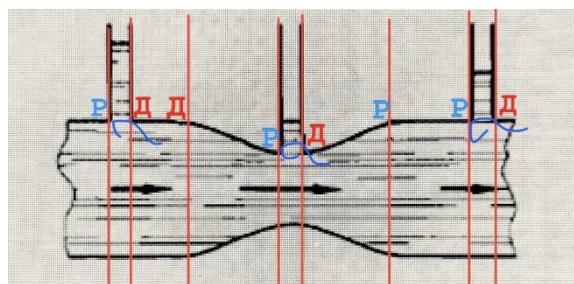
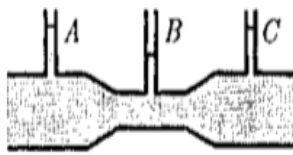
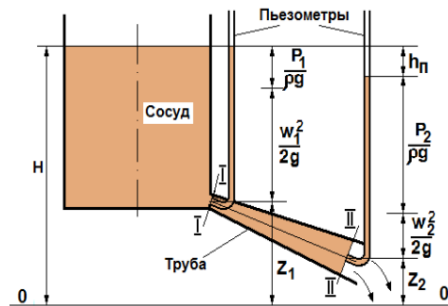


Рисунок 2 – Явление эжекции.
Р – редуктор, Д – дроссель.

Если посмотреть на рисунок 2, мы увидим, что у входа в вертикальные отводы малого диаметра, называемые пьезометрами, происходит перепад давлений, из-за чего возникает область завихрения, создающая силу эжекции. Следовательно, на рисунке 1 изображены эжекторы, установленные на трубе переменного сечения, а высота столбика жидкости в пьезометрах показывает величину силы эжекции, пропорциональную скорости потока в трубопроводе, а скорость потока, в свою очередь, обратно пропорциональна поперечному сечению трубы.

«При течении жидкости по горизонтальной трубе, имеющей различные сечения, скорость жидкости больше в местах сужения, а статическое давление больше в более широких местах, т.е. там, где скорость меньше. Это можно продемонстрировать, установив вдоль трубы ряд манометров (рис. 50)» [3]. Во-первых, полное статическое давление может быть измерено лишь внизу столба жидкости трубы, а в примере оно определяется в верхней части. Во-вторых, никаких манометров на рис.50 не изображено.

Рис. 50

Рисунок 3 – Учебник физики «Курс физики»
Т.И. Трофимовой, 2006 гРисунок 4 – Иллюстрация уравнения
Бернулли

Для доказательства утверждения были проведены исследования. На установке были использованы манометры, которые измеряли давление потока жидкости на каждом участке. Из рисунка видно, что давление на первых двух участках составляло 0,08 кгс/см² и 0,05 кгс/см². Из этого можно сделать вывод, что давление на первых двух участках остаётся неизменным при переходе из трубы большего сечения в трубу меньшего сечения.



А) Б) В)

Рисунок 5 – Фото манометров

А, Б, В – манометры на 1, 2, 3 участке соответственно.

Показания манометров: А) $2,5/100 = 0,025 \cdot 3,5 = 0,0875$ кгс; Б) $4/250 = 0,016 \cdot 3,5 = 0,056$ кгс; В) $4/250 = 0,016 \cdot 3,5 = 0,056$ кгс.

Таким образом можно сказать, что пьезометр представляет собой эжектор. Кроме того, проведенный эксперимент подтвердил, что при увеличении диаметра трубопровода давление падает. Изменение определения о зависимости давления от скорости потока и диаметра трубопровода в некоторых учебниках (удаление указания, что приведённое определение относится только к эжекторам) привело к искаженным выводам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Физика. Мякишев Г.Я. 10 класс: учеб. для общеобразовательных учреждений: базовый и профильный уровни. - 19 изд. - М.: Просвещение, 366. - 551 с.
2. Основы гидравлики. В.П. Гусев, с. 56-57, Издательство ТПУ, 2009 г
3. Курс физики. Т.И. Трофимова, 2006 г.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ВЫВОДА В РЕМОНТ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Н.И. Попов, ООО «Газпром трансгаз Москва», г. Москва

А.И. Попова, ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург

Е.В. Семиткина, УГТУ, г. Ухта

Магистральный трубопроводный транспорт – стратегический для России вид транспорта с наибольшим объемом грузооборота. По данным Росстата [1] износ основных фондов магистральных трубопроводов составляет 57,5%.

В виду ограниченности ресурсов в настоящее время важной проблемой является выбор для капитального ремонта (далее – КР) участков трубопровода с содержанием наибольшего количества опасных дефектов, а также определение очередности проведения ремонтно-восстановительных работ, которые дадут наилучший результат, как с точки зрения надежности, так и с точки зрения эффективности затрачиваемых финансовых средств и снижения социально-экологических рисков.

Анализ практики планирования КР линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ) показал: в текущей практике план КР составляется исключительно по результатам технической диагностики, что не позволяет принять взвешенного решения об очередности вывода участков магистрального трубопроводов в ремонт; выбор участка по нескольким критериям сразу сопряжен со сложностью поиска компромиссного решения; для сравнительной оценки участков магистрального трубопроводов по нескольким критериям требуется обработка большого объема данных, при этом методология расчета Приоритета вывода в КР на текущий момент не выработана.

По мнению авторов, с целью совершенствование подходов для принятия решений об очередности ремонтно-восстановительных работ на ЛЧ МТ важно учитывать различную стоимость ликвидации последствий аварии и выполнения ремонтно-восстановительных работ на участках ЛЧ МТ, системную значимость участка, экологический и социально-политический резонанс возможной аварии, поэтому в рамках исследования предложено дополнить существующие критерии (техническое состояние трубопровода и условия его эксплуатации) тремя дополнительными – функциональное назначение трубопровода, финансово-экономические последствия аварии, социально-экологические последствия аварии. Для математической обработки данных целесообразно использовать метод взвешенной суммы, который позволяет учитывать одновременно несколько критериев различной степени значимости.

Для применения метода взвешенной суммы определены весовые коэффициенты влияния критериев на приоритетность вывода участков магистрального трубопровода в ремонт. Далее методом экспертных оценок определен вес критериев, анализ выполнен с привлечением специалистов-экспертов ООО «Газпром трансгаз Москва» и ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (таблица 1).

Таблица 1 – Коэффициенты значимости (веса) учитываемых критериев.

Обозначение критерия	Наименование критерия	Весовой коэффициент, k
K1	Критичность технического состояния трубопровода	0,60
K2	Величина негативного воздействия условий эксплуатации на техническое состояние трубопровода	0,20
K3	Степень важности функционального назначения трубопровода	0,10
K4	Величина финансово-экономических последствий аварии	0,05
K5	Величина социально-экологических последствий аварии	0,05

Затем для каждого критерия установлены шкалы оценок, представляющие собой числовые значения в диапазоне от 0,1 до 1,0, и оценочные характеристики для всех учитываемых факторов, присущих рассматриваемым участкам ЛЧ МТ.

Уровень приоритета участка МТ при выводе в ремонт предлагается определять методом взвешенной суммы. Формула ранжирования участков по пяти критериям по методу взвешенной суммы имеет следующий вид:

$$I_i = O_{iK1} \cdot k_{K1} + O_{iK2} \cdot k_{K2} + O_{iK3} \cdot k_{K3} + O_{iK4} \cdot k_{K4} + O_{iK5} \cdot k_{K5},$$

где I_i – итоговая оценка рассматриваемого участка;

i – номер участка ЛЧМТ;

O_i – оценка (численное значение) характеристики i -того участка ЛЧ МТ по указанному критерию;

k – весовой коэффициент указанного критерия.

В соответствии с полученной Итоговой оценкой участкам присваиваются Приоритеты по выводу в ремонт.

Данные о характеристиках участков ЛЧ МТ по пяти критериям предлагается систематизировать в представленном формате (таблица 2). При этом, в таблице Excel в столбце 2 расчётным путем определяется «Итоговая оценка» каждого участка в долях единиц, а в столбце 8 – уровень Приоритета.

Таблица 2 – Формат систематизации данных.

№ участка ЛЧ МТ, i	K1, $k=0,60$	K2, $k=0,20$	K3, $k=0,10$	K4, $k=0,05$	K5, $k=0,05$	Итоговая оценка, И	Приоритет КР, П
1	2	3	4	5	6	7	8
...	...	...	...	...	...	...	...

Предложенная методика может применяться для планирования КР магистральных нефте- и газопроводов, для чего необходимо на регулярной основе сбор и систематизация данных о характеристиках участков магистральных трубопроводов.

Дополнительные критерии позволяют выполнить всестороннюю оценку участков ЛЧМТ и оказывают необходимое и достаточное влияние на определения перечня участков для включения в План КР на предстоящий год и среднесрочную программу капитального ремонта на 3 года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сборник Транспорт России, 2024 Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс]. - http://ssl.rosstat.gov.ru/storage/mediabank/Transport_2024.pdf (12.02.2025).

ВЫДЕЛЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ НЕФТИ*А.С. Родина, С.С. Зоров, И.Н. Мокшин, Ю.В. Великанова**Самарский государственный технический университет, г. Самара*

На современном этапе развития мировой экономики происходит увеличение запасов трудноизвлекаемой нефти, которая содержит большое количество асфальто-смолистых соединений, что становится главной причиной снижения пропускной способности трубопроводов. [1]

В настоящее время деасфальтизация происходит на этапе переработки нефти. Нефтешламы приходится вместе с нефтью перекачивать по трубопроводам, протяженность которых достигает нескольких тысяч километров. Нефтешламы, осаждаясь на стенках, образуют асфальтосмолопарафиновые отложения, что приводит к снижению пропускной способности, необходимости частой очистки и увеличению затрат на обслуживание нефтепровода.

В работе предлагается выделять асфальто-смолистые составляющие из высоковязкой нефти до того, как добывающие предприятия передадут их транспортирующим организациям, добиться извлечения на месте добычи, на промысле (на центральном пункте сбора), а также дополнительно на головной нефтеперекачивающей станции (рисунок 1). Выделенные асфальтены будут направлены на завод по производству битума для их переработки.

Для осуществления вышеуказанных процессов на кустах скважин и на центральном пункте сбора предлагается разместить каскады гидроциклонных сепараторов. Скважинная продукция поступает в гидроциклонный сепаратор первой ступени, где под действием центробежных сил разделяется на водонефтяную эмульсию и попутный нефтяной газ. [2] В гидроциклонном сепараторе второй ступени эмульсия разделяется на воду с осадком и частично обезвоженную нефть, которая после повторно сепарируется в гидроциклонном сепараторе третьей ступени. Осадок состоит из механических примесей и асфальто-смолистых составляющих нефти. Вода с осадком и с остаточной нефтью поступает на гидроциклонный сепаратор четвертой ступени, где происходит отделение воды с остаточной нефтью от осадка. На центральном пункте сбора используется идентичная технология.

Был проведен опыт с использованием лабораторной центрифуги согласно ГОСТу 11858-6¹. В работе исследовались искусственно образованные смеси Нефть – Н-Гептан. Согласно ГОСТу 11858-66 было определено, что полная концентрация асфальтенов в нефти составляет 11,96% по массе. В результате применения метода центрифугирования массовая доля выделенных асфальтенов равна 7,05%, что составляет 59% от всех асфальто-смолистых веществ, содержащихся в данной нефти. В центрифуге, так же как и в гидроциклонном сепараторе, разделение смеси происходит за счет центробежных сил, поэтому возможно предполагать схожие результаты в долях выделения асфальтенов.

На головной нефтеперекачивающей станции предлагается использовать устройство для размыва донных отложений жидких углеводородов в вертикальном стальном резервуаре [3]. По истечении некоторого времени, которое определяется сортом нефти и содержанием в ней асфальтосмолопарафиновых отложений, приводится во вращение вся масса нефти в резервуаре. Под действием центробежных сил размытые донные отложения перемещаются к стенкам резервуара, а затем оседающие отложения попадают в приямок-сборник. Выделенные асфальтосмолопарафиновые отложения направляют на завод по их переработке.

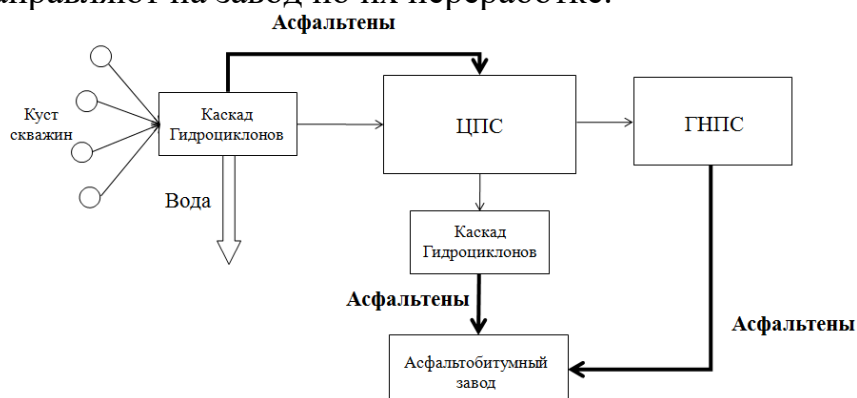


Рисунок 1 – Схема технологии выделения асфальто-смолистых составляющих из высоковязкой нефти и поставки на заводы по производству битума

Использование в системе технологических решений для снижения вязкости нефти заводов по переработке асфальтенов позволит выделить получение высококачественных битумов и асфальтов в самостоятельное производство.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байкова, А. И. Извлечение асфальтосмолистых соединений из высоковязкой нефти с целью повышения производительности магистральных нефтепроводов / А. И. Байкова // Транспорт и хранение углеводородов: Тезисы докладов IV Международной научно-технической конференции молодых учёных, Омск, 21 апреля 2023 года. – Омск: Омский государственный технический университет, 2023. – С. 45-47. – EDN RLFJIY.
2. Патент № 2837098 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/34, B01D 17/038. Способ динамического предварительного разделения скважинной продукции каскадом гидроциклонов с использованием попутного нефтяного газа: заявл. 27.08.2024; опубл. 25.03.2025 / В. В. Гусев, Д. В. Романов, Л. Е. Землеруб [и др.]; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Самарский государственный технический университет". – EDN IFMMHQ.
3. Патент № 2829474 С1 Российская Федерация, МПК B08B 9/08. Система дренирования подтоварной воды и удаления донных отложений из резервуаров вертикальных стальных: № 2024115133; заявл. 03.06.2024; опубл. 30.10.2024 / Л. Е. Землеруб, М. Р. Терегулов, А. В. Нагорнов; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Самарский государственный технический университет". – EDN JUEWFP.

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ В РЕЗЕРВУАРАХ С ПОНТОНОМ

Э.М. Сайфуллин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа

Контроль подтоварной воды в вертикальных стальных резервуарах с понтоном представляет собой важный элемент системы учёта нефти и обеспечения надёжности технологического процесса. Понтонная конструкция позволяет снизить потери от испарения и уменьшить воздействие углеводородных паров на окружающую среду, но при этом усложняет проведение измерений в нижней части резервуара. Для корректного определения количества нефти в резервуарах необходимо учитывать влияние конструкции понтона на результаты замеров и соблюдать требования действующих нормативных документов [1].

Подтоварная вода образуется в результате осаждения капель пластовой воды и разрушения водонефтяных эмульсий. В её составе присутствуют механические примеси, соли и продукты коррозии, способные влиять на качество нефти и вызывать накопление осадков на дне резервуара. Накопление подтоварной воды приводит к уменьшению полезного объёма резервуара и искажению показаний приборов при измерении массы и плотности продукта. Контроль состояния нижней части резервуара необходим для предотвращения аварий и поддержания эксплуатационной надёжности оборудования [2].

Традиционные методы контроля подтоварной воды основаны на применении ручных измерений, включая зондирование с индикаторной пастой и отбор проб через сливные устройства. Такие методы отличаются простотой, но не позволяют получать достоверные результаты при эксплуатации резервуаров с понтоном. Наличие понтона ограничивает возможность доступа к поверхности нефти, а изменение температуры и плотности среды влияет на точность определения уровня. Кроме того, ручные методы требуют присутствия оператора и не обеспечивают непрерывного мониторинга, что снижает их эффективность [3].

Современные технологии контроля уровня подтоварной воды включают применение радиолокационных и ультразвуковых измерительных систем. Радиолокационные уровнемеры позволяют получать информацию о положении границы раздела нефть–вода без контакта с продуктом, обеспечивая безопасность и высокую точность. Однако при эксплуатации в резервуарах с понтоном необходимо учитывать влияние металлических элементов и парогазовой среды, способных искажать отражённый сигнал. Для повышения достоверности измерений рекомендуется проводить регулярную калибровку

приборов и использовать комбинированные схемы измерений, сочетающие радиолокационные и ёмкостные датчики [4].

Совершенствование систем контроля подтоварной воды направлено на повышение точности измерений и снижение влияния эксплуатационных факторов. Интеграция измерительных приборов в автоматизированные системы управления технологическими процессами позволяет получать данные в реальном времени, обеспечивать учёт и контроль с минимальным участием персонала. Такой подход способствует повышению промышленной безопасности, сокращению потерь нефти и улучшению экологических показателей при хранении и транспортировке углеводородного сырья.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 8.589-2007. Государственная система обеспечения единства измерений. Ведение учётных операций на пунктах приёма-сдачи нефти в нефтепроводных системах. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293828/4293828255.pdf>
2. Мещурова Т.А., Ходяшев М.Б. К вопросу о пластовой и подтоварной воде // Эко-Евразия. 2018. № 4. URL: <https://eco-eua.ru/ru/archive/2018/4/k-voprosu-o-plastovoy-i-podtovarnoy-vode>
3. Багрин Е.В. Методы и системы измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуаре // Научно-технический вестник. 2023. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-i-sistemy-izmereniya-massy-nefti-i-nefteproduktov-v-rezervuare>
4. Жуков А.Ю. Алгоритмы измерения уровня жидкости в закрытом резервуаре // Технологии измерений. 2012. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/algoritmy-izmereniya-urovnya-zhidkosti-v-zakrytom-rezervuare>

**ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В
МОНИТОРИНГЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Н.А. Сальников, УГНТУ, г. Уфа

В докладе рассматриваются примеры использования современных технологий искусственного интеллекта, в частности нейросетевых решений, для мониторинга напряженно-деформированного состояния (НДС) объектов и оборудования нефтегазовой отрасли. В основе таких систем лежит сенсорный сбор данных с устройств, измеряющих деформацию, нагрузки и вибрацию, а также использование цифровых двойников объектов, что позволяет прогнозировать остаточный ресурс и предотвращать аварийные ситуации. Рассматривается практическое применение нейросетевых моделей, таких как многослойный перцептрон, рекуррентные нейросети с внешними обратными связями, в частности NARX (Nonlinear AutoRegressive with eXogenous inputs), которые смогли решить задачу по анализу временных рядов и выявлению сложных нелинейных зависимостей.

В рамках проектов «Роснефти» используется интеграция рекуррентных нейросетей с внешними обратными связями (NARX) и других моделей для оценки технического состояния оборудования и прогнозирования дефектов, что позволяет сократить ошибки прогнозирования на 15–25% и уменьшить аварийность на 30–35%. Методики включают сбор и очистку данных с датчиков, корреляционный анализ факторов риска, обучение нейросетей и мониторинг в режиме реального времени с постоянной адаптацией моделей к эксплуатационным условиям.

Построение нейросетевой модели с использованием NARX включает в себя подготовку данных временных рядов, выбор внешних факторов, описывающих ряд на основании корреляционного анализа, обучение нейросети с применением алгоритма обратного распространения ошибки – backpropagation и оптимизатора, например, Adam, а также контроль переобучения с использованием кросс-валидации. Особенность подобных моделей в том, что они способны предоставлять информацию об акцентировании тех или иных факторов при наблюдении за состоянием оборудования, что, в свою очередь, необходимо для обоснования технических решений и распределения ремонта и технического обслуживания. NARX, в отличие от традиционных рекуррентных моделей, учитывает дополнительную информацию, что может повысить стабильность и точность прогнозов при мониторинге технического состояния оборудования.

Применение нейросетевых моделей позволяет минимизировать влияние человеческого фактора, своевременно обнаруживать критические состояния оборудования и оптимизировать режимы эксплуатации, что существенно снижает риск аварий и повышает эффективность технического обслуживания.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенкова, М. Ю., Чижевская, Е. Л., Знаменков, Ю. Д. Интеллектуальный мониторинг состояний объектов трубопроводного транспорта углеводородов с применением нейросетевых технологий [Текст] / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Знаменков // Записки горного института. — 2022. — № 258. — С. 933-944.
2. Волкова Д.С. Использование искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли: возможности и перспективы // Современные научные исследования и инновации. 2024. № 1 [Электронный ресурс]. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2024/01/101227> (дата обращения: 24.10.2025)
3. Li D., Wu Z., Liu J. Прогнозирование остаточного ресурса трубопроводов с использованием рекуррентных нейронных сетей // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2022. № 2. С. 78-85.

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ОТЛОЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ: ОТ ТЕРМИНА «ПАРАФИНИЗАЦИЯ» К ПОНЯТИЮ «АСПО»

К.А. Самитова, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа

В истории изучения процессов формирования отложений в нефтедобывающей отрасли можно выделить три ключевых этапа развития научных представлений.

Первый этап развития научных исследований пришелся на 1920-е гг. Именно в этот период, когда активно развивалась нефтяная промышленность, на практике впервые столкнулись с проблемой выпадения и кристаллизации парафинов из углеводородов при транспортировке нефти. Значительный вклад в изучение данного явления внесли Саханов А.Н., Кашеев А.А. и др. В своих работах они заложили фундамент понимания процесса, получившего название «парафинизация».

Таким образом, на первом этапе проблема решалась в рамках физико-химического подхода, а основными методами борьбы были механическая очистка и поддержание температуры.

С усложнением технологических процессов, введением в работу нового оборудования, увеличением протяженности магистралей и влиянием климата накапливался практический материал, который свидетельствовал о недостаточной изученности концепции парафинизации трубопроводов. В 1925 г. в статье [1] автор приходит к выводу, что количественное определение парафина не представляется возможным, поскольку в исследуемых составах, присутствуют некоторые вещества, «тяжелые масла», которые выделяются вместе с парафинами. Речь идет о смоло-асфальтеновых классах веществ. Работы Черножукова Н.И. и др. авторов показали, что смолы, в отличие от инертных парафинов препятствуют активному процессу кристаллизации в крупных агрегатах.

К середине XX века накопленный практический опыт и разработка месторождений с более сложными нефтями показали несостоятельность термина «парафинизация». Обнаружились отложения с аномально высокой прочностью, адгезией и нелинейной зависимостью от температуры. Это привело к формированию комплексного понятия – «асфальтосмолопарафиновые отложения» (АСПО).

Переход к этой концепции в 1960-1970-х гг. связан с работами таких ученых, как Мазепа Б.А., Тронов В.П., Бабалян Г.А. Благодаря их исследованиям и развитию аналитических методов была раскрыта коллоидная природа АСПО. Было установлено, что отложения представляют собой структурированную систему, где кристаллы парафинов формируют каркас, а смолы и асфальтены, обволакивая их, выступают в роли природных стабилизаторов, препятствуя росту кристаллов и придавая отложениям гелеобразную прочность.

Ключевым вкладом этого периода стало системное изучение факторного влияния на кинетику и интенсивность образования АСПО. Были детально исследованы и смоделированы зависимости интенсивности образования

отложений от температуры, давления, скорости потока, шероховатости поверхности труб, химического состава и реологических свойств нефти. Работы Тронова В.П. стали классическим обобщением знаний того этапа, заложив основы для прогнозирования и превентивного контроля отложений.

Современный этап нефтяной промышленности характеризуется применением многочисленного количества химических реагентов на всех стадиях – от добычи до транспортировки. Активно используются ингибиторы, противотурбулентные присадки (ПТП), диспергенты и др.

В этой связи следует предположить, что реагенты, взаимодействуя с естественными компонентами нефти (парафинами, смолами, асфальтенами, пластовой водой и минеральными солями), могут выступать как вещества-модификаторы, способствующие формированию новых, гибридных форм отложений. Таким образом, классическое понятие «АСПО» отходит на второй план, приобретая новую форму – «АСПО+х».

Новый вид отложений потребует пересмотра существующих подходов в борьбе с ними, разработки новых методов прогнозирования и создания усовершенствованных технологий очистки.

От понятия «парафинизации» к «АСПО», а далее и к «АСПО+х» наглядно отражает углубленное развитие и понимание сложности процессов в трубопроводах. Каждый этап знаменуется новыми именами и расширением горизонта проблем. Сегодня эффективная борьба с отложениями требует не только знания химии нефти, но и учета всего арсенала применяемых реагентов, что делает задачу междисциплинарной и актуальной для обеспечения надежности и рентабельности трубопроводного транспорта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Саханов А.Н. О содержании парафина в грозненских нефтях // Журнал «Нефтяное и сланцевое хозяйство». – 1925. – №1. – С. 44-51.
2. Черножуков Н.И. О выделении церезина, парафина и о выработке вазелина из грозненской парафинистой нефти // Журнал «Нефтяное и сланцевое хозяйство». – 1925. – №2. – С. 282-285.
3. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними: научное издание. – 1970. – 190 с.
4. Мазепа Б.А. Парафинизация нефтесборных систем и промыслового оборудования: научное издание. – 1966. – 183 с.

ВИБРАЦИОННЫЙ ПОЛЗАЮЩИЙ ВНУТРИТРУБНЫЙ РОБОТ*Б.Р. Саттаров**Институт нефтепереработки и нефтехимии УГНТУ, г. Салават*

Обеспечение надежности трубопроводов связано с методами внутритрубной диагностики, так как внешний осмотр не позволяет оценить состояние трубы [1]. В магистральных трубопроводах применяются специальные снаряды-дефектоскопы. Однако в промысловых, технологических и других трубопроводах со сложной структурой применение снарядов затруднено или невозможно [1, 2]. Поэтому в них используется методы внешней диагностики. В последнее время однако появились различные проекты по созданию внутритрубных роботов [1].

Такие роботы представляют собой внутритрубную платформу, на которой имеется необходимое дефектоскопическое оборудование, система управления и позиционирования, а также система питания [1, 2]. Перемещение может быть основано на различных физических принципах. Наиболее часто применяются шагающие, колесные и ползающие устройства.

Ползающие устройства могут быть реализованы на основе принципа вибрационного перемещения, когда имеется асимметрия в силе трения [3]. Ползающие устройства имеют относительно небольшую скорость перемещения, а также ограничения по радиусу поворота. Однако эти роботы обеспечивают наибольшее сцепление и тяговую силу, поэтому могут применяться в сильнозагрязненных трубах. В [2, 4] предлагается вибродвижитель с совмещенными упорными и тяговыми элементами. Внутренняя часть робота может быть полой, что в совокупности с большим сцеплением дает возможность перемещения в трубах с потоком. При правильно выбранных сочетаниях параметров возможно обеспечение одновременно с перемещением вибрационного воздействия, например, для очистки трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Арискин И. В. Анализ робототехнических устройств, предназначенных для внутритрубной диагностики // Политехнический молодежный журнал. 2019. № 9 (38). С. 12. DOI: 10.18698/2541-8009-2019-9-523.
2. Блехман И. И. Что может вибрация? О "вибрационной механике" и вибрационной технике. 2-е изд., доп. М. : Ленанд, 2017. 216 с.
3. Sattarov R. R., Almaev M. A. Electromagnetic worm-like locomotion system for in-pipe robots: Design and vibration-driven motion analysis // 2017 11th International Conference on Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics). Omsk, Russia. 2017. P. 1–6. DOI: 10.1109/Dynamics.2017.8239501.
4. Sattarov R. R., Almaev M. A. Electromagnetic worm-like locomotion system for in-pipe robots: novel design of magnetic subsystem // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 315. Krasnoyarsk, Russia. 2019. P. 062013. DOI: 10.1088/1755-1315/315/6/0620

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПОЛЕВЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*С.К. Сахаров, М.М. Гареев
УГНТУ, г. Уфа*

В промышленности известно применение противотурбулентных присадок (ПТП) для увеличения пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП), но в настоящее время одним из направлений развития трубопроводных систем ПАО «Транснефть» является инициатива Министерства Обороны Российской Федерации в части интеграции существующих МНПП с полевыми сборно-разборными трубопроводами (СРТ) для доставки разных видов топлив подвижным воинским частям как в гражданское время во время учений, так и в ходе военных операций [1].

Данное направление является перспективным, однако в настоящее время еще не разработана советующая инфраструктура для увеличения пропускной способности полевых магистральных СРТ с помощью ПТП.

Для решения этой проблемы предлагается:

- место подключения магистральных СРТ к МНПП – через вантузный тройник, с установленной на нем задвижкой клиновой (соединение фланцевое), ответный фланец к клиновой задвижке предусмотрен с внешней резьбой для подключения СРТ;

- после подключения СРТ к вантузной задвижке через ответный фланец к ней по ходу течения нефтепродукта расположить обратный клапан и клиновую задвижку для его обслуживания (соединение резьбовое) с целью предотвращения перетока нефтепродукта в случае разгерметизации СРТ в точке подключения к МНПП.

- расположение вантуза:

- а) на линейной части МНПП в колодце герметичном вантузном подземной прокладки (типа КГВПП), например, на узле линейной запорной арматуры, или в вантузном укрытии (типа КВГ);

- б) на территории насосной станции через существующие вантузы.

- для ввода ПТП необходимо предусмотреть тройник с резьбовым соединением и бобышкой, расположенной на его отводящей части:

- а) магистральная часть тройника подключается к СРТ;

- б) отводящая часть тройника через бобышку подключается к крану шаровому со штуцерно-ниппельным соединением, далее – по гибкому металлорукаву высокого давления с быстроразъемным соединением к блок-боксу узла ввода ПТП.

Узел ввода ПТП предлагается использовать в мобильном исполнении для обеспечения возможности режима работы полевого магистрального СРТ с вводом ПТП в кратчайший срок на любом месте установки [2-4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Серeda В.В., Мельников Д.И., Дроздов Д.А. Организация выдачи горючего из магистрального нефтепродуктопровода и его транспортирование по полевому магистральному трубопроводу в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации // Военная мысль. 2019. № 2. С. 58-66.
- 2 Гареев М.М., Сахаров С.К., Топычканов, К.И., Волохов Д.И. Применение мобильной установки для ввода противотурбулентных присадок в магистральные трубопроводы // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 3-4. С. 42-48.
- 3 Гареев, М.М. Повышение эффективности применения установок по вводу противотурбулентных присадок в магистральные трубопроводы / М.М. Гареев, С.К. Сахаров // XIX Международная научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт – 2024», приуроченная к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова и к 15-летию со дня образования ООО «НИИ Транснефть»: материалы конф. – Кн. 1 / Редкол.: Р.Н. Бахтизин и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2024. – С. 70-73.
- 4 Патент № 233794 Российская Федерация, МПК F04D 13/00 (2025.01), F04B 23/00 (2025.01). Передвижная перекачивающая насосная установка: № 2024139808: заявлено 26.12.2024: опубл. 05.05.2025 / Демиров В.И., Габдрашитов И.Р., Мастобаев Б.Н., Голунов Н.Н., Михайлов В.В., Клименко А.Е. – 8 с.

ПРОБЛЕМЫ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Г.И. Свалов, А.М. Нечваль

УГНТУ, г. Уфа

Прокладка магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых пород (ММГ) представляет собой одну из наиболее сложных инженерных задач при освоении ресурсов Арктики и восточных регионов России. Эти территории, на которые приходится около 65% страны и значительная часть разведанных запасов углеводородов, характеризуются экстремальными климатическими и геокриологическими условиями. Строительство и эксплуатация инфраструктуры здесь сопряжены с уникальными вызовами, требующими применения специализированных технологий для обеспечения надежности и безопасности [1].

Основной проблемой является тепловое воздействие трубопровода на мерзлые грунты. Транспортируемый продукт (нефть, газ) имеет положительную температуру, что приводит к формированию ореола оттаивания вокруг трубы. Поскольку мерзлые грунты, особенно с сетчатой и слоистой криогенной текстурой, при оттаивании теряют прочность и дают значительную осадку, результатом становится неравномерная просадка основания. Это, в свою очередь, вызывает недопустимые деформации и напряжения в самом трубопроводе, вплоть до потери устойчивости и разгерметизации. Риски усугубляются изменчивостью мерзлотных условий вдоль трассы и общим потеплением климата, которое снижает несущую способность грунтов.

Для минимизации теплового воздействия применяются различные принципы и технологии. Теплоизоляция является ключевым методом. Наиболее эффективной признана кольцевая изоляция из сегментов экструзионного пенополистирола (XPS), которая непосредственно защищает трубу. Альтернативные варианты, такие как изоляция контура траншеи плитами XPS, показали эффективность на 55% ниже. Другим решением является использование термостабилизирующих устройств, например, термосвай, которые отводят тепло от грунта [2].

Выбор способа прокладки является стратегическим решением, определяющим всю концепцию проекта. Каждый из методов имеет свои преимущества, недостатки и области применения, систематизированные в таблице ниже.

Таблица 1 – Способы прокладки магистральных трубопроводов в условиях ММГ

Способ прокладки	Описание	Преимущества	Недостатки и риски
Наземный	Прокладка на поверхности грунта или на невысоких опорах	Минимальное вторжение в грунтовый массив, исключение балластировки на заболоченных участках	Сильное тепловое воздействие на грунт, риск повреждения при пучении
Надземный	Размещение трубопровода на свайных опорах	Сведение к минимуму теплового воздействия на мерзлые породы	Снижение несущей способности свай, деформации от морозного пучения, изменение геометрии трассы из-за снеготаносов
Подземный	Укладка трубы в траншею ниже уровня сезонного оттаивания	Защита от температурных колебаний атмосферы, меньшая зависимость от ветровых нагрузок	Наибольший риск растепления грунта и неравномерной осадки, требует сложных теплотехнических расчетов

Внедрение систем на основе технологий новых технологий, например, «LoRaWAN» позволяет организовать непрерывный дистанционный контроль за осадками оснований, деформациями конструкций и температурным режимом мерзлых грунтов. Это дает возможность прогнозировать опасные явления и предотвращать аварии, подобные разливу топлива в Норильске в 2020 году [3].

Таким образом, успешная реализация проектов магистральных трубопроводов в районах многолетней мерзлоты возможна только при комплексном подходе. Он должен объединять тщательные инженерно-геологические изыскания, корректный выбор принципа строительства и способа прокладки, применение высокоэффективных теплоизоляционных материалов и внедрение систем непрерывного геотехнического мониторинга на протяжении всего жизненного цикла объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ПРОБЛЕМЫ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ В ОБЛАСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕСПЛОШНОЙ МЕРЗЛОТЫ // Естественные науки. – 2024. [Электронный ресурс]. URL: <https://natural-sciences.ru/article/view?id=38310> (дата обращения: 26.10.2025).
- 2 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ // Научный лидер. – 2025. [Электронный ресурс]. URL: <https://scilead.ru/article/9038-osobennosti-proektirovaniya-i-stroitelstva-tr> (дата обращения: 26.10.2025).
- 3 Устройство магистральных трубопроводов в регионах многолетней мерзлоты // ТЕХНОНИКОЛЬ. – [Электронный ресурс]. URL: <https://nav.tn.ru/knowledge-base/materialy/teploizolyatsiya/plity-teploizolyatsionnye-iz-ekstruzionnogo-penopolistirola-xps-tekhnonikol/ustroystvo-magistralnykh-truboprovodov-v-regionakh-mnogoletney-merzloty/> (дата обращения: 26.10.2025).

МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Г.И. Свалов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа

Уникальные свойства мерзлых грунтов, их нестабильность при тепловом воздействии и высокая чувствительность к техногенным нарушениям требуют применения специальных методов строительства. Основная опасность заключается в протаивании мерзлых оснований под трубой, что приводит к неравномерным осадкам, деформациям, а в крайних случаях – к разгерметизации и катастрофическим последствиям для хрупкой арктической экосистемы. Поэтому выбор стратегии прокладки является определяющим фактором для долговечности и безопасности всего трубопроводного объекта.

Традиционно применяются два принципиально разных подхода: сохранение мерзлого состояния грунтов основания или допущение их оттаивания в течение срока эксплуатации. Первый подход, известный как принцип I, считается наиболее надежным и рекомендуется для льдистых и переувлажненных грунтов. Его реализуют с помощью надземного или наземного способов прокладки. Надземная прокладка, или прокладка на опорах, является доминирующей в особо сложных условиях. Трубопровод размещается на специальных свайных опорах, что позволяет минимизировать тепловое воздействие на ММП, сохраняя естественный тепловой режим и обеспечивая вентиляцию подтрубного пространства. Это предотвращает тепловую эрозию и позволяет визуально контролировать состояние трассы. Однако этот метод отличается высокой металлоемкостью и стоимостью. Наземная прокладка предполагает укладку трубы на искусственную насыпь (берму) из песчано-гравийного материала. Берма служит термостабилизирующей подушкой, предотвращающей летний прогрев мерзлого основания. Недостатком является значительный объем привозного грунта и потенциальная опасность нарушения гидрологического режима местности.

Второй подход, принцип II, допускает оттаивание ММП под трубопроводом в расчетных пределах. Он применяется в основном для подземной прокладки на участках с относительно малольдистыми и устойчивыми грунтами. Труба укладывается в траншею ниже активного слоя, а для обеспечения ее стабильности в условиях протаивания используются различные инженерные решения. Ключевым из них является устройство принудительного охлаждения основания с помощью термостабилизаторов – тепловых трубок. Эти устройства, установленные в сваи рядом с трубой, отводят тепло из грунта в зимний период, тем самым компенсируя летний прогрев и поддерживая температуру основания в заданных пределах. Несмотря на высокую первоначальную стоимость, такая система обеспечивает долгосрочную стабильность подземного трубопровода.

В таблице 1 представлен сравнительный анализ.

Таблица 1 – Сравнительный анализ основных методов прокладки трубопроводов в ММП

Метод прокладки	Принцип работы	Преимущества	Недостатки	Применимость
Надземный (на опорах)	Сохранение ММП за счет вентиляции подтрубного пространства	Минимальное воздействие на ММП, легкость контроля и ремонта	Высокая стоимость, металлоемкость, уязвимость к ветровым нагрузкам	Сложные условия, высокольдистые грунты
Наземный (на берме)	Сохранение ММП за счет термоизолирующей насыпи	Относительно проще в монтаже, чем надземный	Большой объем земляных работ, нарушение природного ландшафта	Участки с песчано-гравийными грунтами
Подземный (с охлаждением)	Управление тепловым режимом с помощью термостабилизаторов	Защита от внешних воздействий, сохранение ландшафта	Очень высокая стоимость, сложность монтажа и контроля	Участки, где надземная прокладка нежелательна по экологическим или техническим причинам

Современные тенденции направлены на разработку новых материалов и систем мониторинга, позволяющих в режиме реального времени отслеживать температурное состояние грунтов и напряженно-деформированное состояние самого трубопровода [1]. Успешное освоение арктических ресурсов напрямую зависит от применения адаптивных и научно обоснованных решений в области трубопроводного транспорта, учитывающих хрупкость геокриологической среды [2]. Дальнейшие исследования направлены на оптимизацию систем охлаждения и разработку экономичных композитных материалов для снижения теплового воздействия на вечную мерзлоту [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Колоколова Н.А., Гаррис Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2013. № 1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-vybore-sposoba-prokladki-truboprovodov-v-rayonah-vechnoy-merzloty> (дата обращения 29.10.2025)
- 2 Ахметов А.Х. (УГНТУ) Способ прокладки трубопровода, проходящего в талых с островной мерзлотой просадочных многолетнемерзлых грунтах. Пат. 2622681 Россия, МПК F16L 1/026 (2006.01). УГНТУ. N 2016106847; Заявл. 25.02.2016; Оpubл. 19.06.2017. Рус
- 3 Долганов В.А., Адамия Д.Д., Томарева И.А. Инновационные технологии строительства нефте- и газопроводов в вечномерзлых грунтах // Инженерный вестник Дона. 2021. № 5. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n5y2021/6958.

РАЗРАБОТКА КОРПУСА НЕПОЛЯРИЗУЕЩЕГОСЯ ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ С БЫСТРОСЪЕМНЫМ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОДОМ

Е.П. Серикова., И.А. Алефиров, О.Н. Ракито

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Коррозия металлических сооружений наносит большой материальный и экономический ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, линейной части трубопроводов, сокращает сроки бесперебойной эксплуатации, приводит к авариям и, как следствие, вызывает потери транспортируемого продукта (экологические проблемы) [1].

Показателями защищенности подземных трубопроводов являются величины защитного потенциала и плотности тока. Защитным называется потенциал, при котором скорость коррозии металла в определенных условиях окружающей среды принимает самое низкое (насколько это возможно) значение.

Величину защитного потенциала определяют при помощи высокоомных измерительных приборов и медносульфатных электродов сравнения, предназначенных для создания электролитического контакта с грунтом.

Стационарные электроды сравнения состоят из непосредственно медносульфатного электрода и вспомогательного электрода, представляющего собой стальную пластину заданной площади и электрически соединенную с защищаемым трубопроводом.

Известно, что причиной недостоверности являются именно вспомогательные электроды, а связано это с применением современной заводской изоляции существенно выросло переходное сопротивление трубопровода. Таким образом, из-за высокого переходного сопротивления снизилась возможность катодного тока натекать на трубопровод. Вспомогательные электроды по своей сути имитируют дефект изоляции, таким образом, на их поверхности создается большая плотность катодного тока. Это приводит к образованию катодного налета, который и является причиной быстрого выхода электрода из строя [2].

Для контроля состояния, замены и восстановления работоспособности стационарного электрода необходимо полностью извлечь вспомогательный электрод из почвы так как он расположен в нижней части конструкции. Процедура требует дополнительный временной и человеческий ресурс.

Решением данной проблемы является разработка модернизированной системы крепления вспомогательного электрода и вынос вспомогательного электрода из основного корпуса для удобного обслуживания и мониторинга состояния.

Корпусом для вспомогательного электрода является конструкция, напечатанная на 3Д принтере с использованием высокотехнологичного пластика. Конструкция обладает устойчивостью к перепадам температур, не поддается коррозионным и деформационным процессам в ходе эксплуатации. Это позволит своевременно и в кратчайшие сроки заменить или восстановить вышедший из строя вспомогательный электрод.

Корпус электрода состоит из цилиндрического основания высотой, задаваемой в соответствии с заглублением электрода, с толщиной стенки 50 мм. Цилиндр крепится к основанию, состоящему из двух пластин со сквозным

отверстием диаметр которых соответствует диаметру цилиндрического основания. Для обеспечения непосредственного контакта электролита с почвой между пластин установлены опоры диаметром 10 мм и высотой 20 мм. Пластиковая сетка с ячейками размером 10x10 мм предотвращает попадание грунта в зону исследования и позволяет достоверно снять показания с электрода сравнения (рисунок 1).

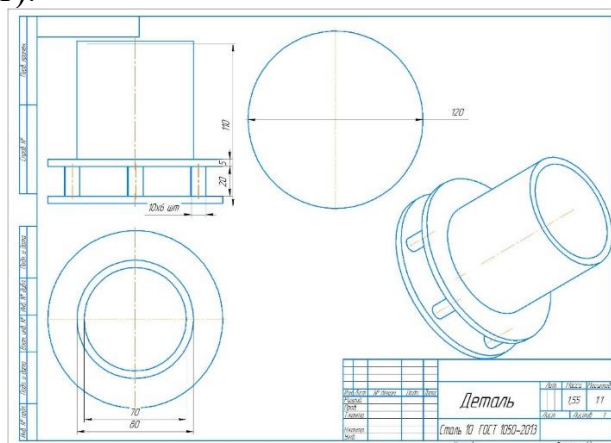


Рисунок 1 – Увеличенная схема лабораторного прототипа корпуса

Подключение вспомогательного электрода происходит в соответствии со схемой, представленной на рисунке 2.

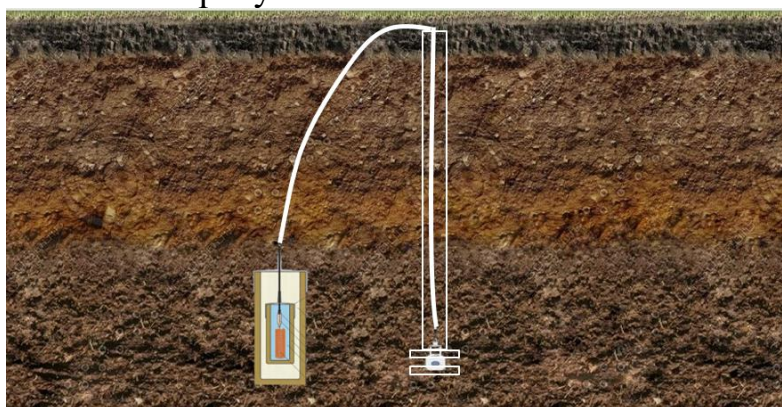


Рисунок 2 – Планируемая схема подключения электрода сравнения и вспомогательного электрода

Следующим этапом исследования стоит подбор оптимального состава электролита для объективного оценивания и внедрения конструкции на производственные площадки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агинеи, Р. В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газонефтепроводов / Р. В. Агинеи, Ю. В. Александров. – Санкт-Петербург: Недра, 2012. – 394 с
2. Агинеи, Р. В. Исследование причин недостоверности показаний стационарных электродов сравнения со вспомогательными электродами / Р. В. Агинеи, О. Н. Ракито, В. С. Елин // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : Материалы Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Ухта, 02–03 ноября 2023 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 95-98.

ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАТУХАНИЯ ЗВУКА ПРИ ПОИСКЕ ПОДЗЕМНЫХ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

А.А. Слепцов, В.В. Пиенин

При поиске подземных коммуникаций с использованием виброакустических устройств серьезное влияние на качество получаемого сигнала оказывает затухание, возникающее при взаимодействии возбуждаемого волнового поля с материалом грунта и иными подземными включениями. Так как при использовании метода глубина и удаленность от источника колебаний могут достигать больших значений возможен случай полной потери сигнала, приводящий к невозможности полного картирования исследуемых коммуникаций. С целью заблаговременной оценки применимости технологии к различным грунтовым условиям целесообразным является исследование процессов затухания в зависимости от состава грунта и используемых частот. Для теоретического описания подобных условий наилучшим образом подходит модель Био, представляющая грунт как систему из пористого каркаса и наполняющего его флюида [1].

За основу разрабатываемой авторами математической модели было взято дисперсионное уравнение для продольных волн низкочастотной теории Био [2]. Для учета случаев частичной насыщенности применяется модель фазовой проницаемости Кори [3]. В результате расчета математической модели с входными данными, представленными в таблице 1 были получены значения, приведенные на рисунке 1.

Таблица 1 – Исходные данные для математического моделирования [Составлено авторами]

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Степень водонасыщенности, S_w	от 0 до 1	Динамическая вязкость воздуха, μ_a	$1,8 \cdot 10^{-5}$ Па·с
Пористость, ϕ	0,4	Объёмный модуль упругости воды, K_w	$2,24 \cdot 10^9$ Па
Плотность воды, ρ_w	1000 кг/м ³	Модуль сдвига скелета, K_s	$3 \cdot 10^7$ Па
Плотность воздуха, ρ_a	1,2 кг/м ³	Показатель адиабаты воздуха, γ	1,4
Плотность скелета, ρ_s	2660 кг/м ³	Коэффициент Пуассона скелета, ν	0,3
Динамическая вязкость воды, μ_w	$1 \cdot 10^{-3}$ Па·с	Давление, P	101325 Па

Итоги расчета верифицировались при помощи сравнения результатов моделирования с результатом экспериментов по измерению затухания в аналогичных средах. В ходе анализа литературы было выявлено, что результаты экспериментов изменяются в широких пределах, но подчиняются одним и тем же закономерностям [4].

Ошибка сходимости результатов моделирования с результатами эксперимента для полного насыщения и частот от 500 Гц до 1 кГц составляет от

6% до 57% со снижением сходимости при падении частоты. Однако результаты при частичной насыщенности или ее отсутствии резко отличаются от результатов эксперимента. Невозможность полноценной верификации в диапазоне малых насыщенностей связана с крайне малым количеством доступных результатов экспериментов по определению затухания в информативном диапазоне частот для виброакустической локации (100-1000 Гц). На основании этого можно сделать вывод об ограниченной применимости разработанной модели для описания исследуемых процессов. Для расширения области применения модели необходимо совершенствование ее математического описания вплоть до ограничения применения подхода Био рамками высокой водонасыщенности, а также проведение экспериментов на современном оборудовании, которое позволит оценить степень достоверности получаемых результатов на конкретных примерах.

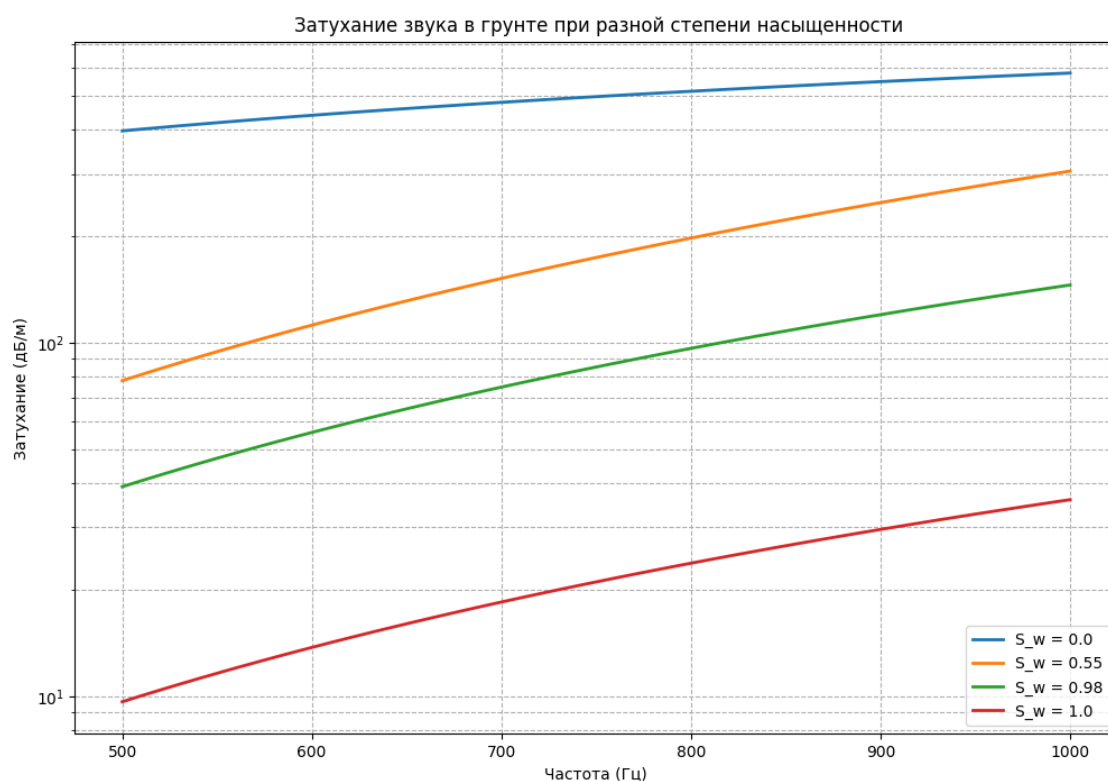


Рисунок 1 – Результаты математического моделирования [Составлено авторами]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Biot M.A. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. I. Low-Frequency Range // The Journal of the Acoustical Society of America. 1956. Т. 28, № 2. С. 168–178. DOI: 10.1121/1.1908239.
2. Pierce A.D., Carey W.M. Critique of Biot-related theories of acoustic waves in porous media. In Proceedings of 20th International Congress on Acoustics, 23–27 August 2010, Sydney, Australia.
3. Corey A.T. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities // Producers Monthly. 1954. № 19 (1), С. 38–41.
4. Fierro M.R., Harada G.A. Measurements of Low-Frequency Acoustic Attenuation in Soils. Vista Research, Inc. 1994. С. 36.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГРУЗОПОТОКА

А.Н. Соловьев, ПАО «Транснефть», г. Москва

Актуально изменение грузопотоков и изменения загрузки ранее построенных трубопроводных систем, состоящих из гидравлически связанных трубопроводов, что определяет необходимость оптимизации работы таких нефтепроводов. Помимо замены конфигурации линейной части и технологических трубопроводов и числа действующих НПС важным является применения комплекса адаптивных методов регулирования режимов работы нефтепроводной системы, таких как использование полнонапорных насосов, частотно-регулируемого привода, противотурбулентных присадок. На НПС это позволит значительно снизить количество задействованных насосных агрегатов, оптимизировать их режим работы, исключить неравномерность нагрузки. На линейной части для этих целей предлагается увеличение масштабов обоснованного применения противотурбулентной присадки.

В процессе проводимых исследований будет разработана методика оптимизации проектных решений и режимов эксплуатации гидравлических связанных нефтепроводов с использованием указанных выше технологий для динамического изменения гидравлических параметров системы при минимуме энергопотребления.

При разработке методики формируются новые подходы к моделированию неравномерных потоков и разрабатываются методы их оптимизации с учетом изменяющихся условий эксплуатации. Важную роль играет разработка комплексной модели взаимодействия насосных агрегатов и химических методов регулирования. Новизной является теоретическая схема, описывающая совместное применение полнонапорных насосов с частотно-регулируемым приводом и противотурбулентной присадкой в единой системе регулирования, что позволяет оценить синергетический эффект на уровне энергетики и гидравлики.

На основании исследований предусмотрена разработка модели и алгоритма решения задачи оптимального подбора молекулярной массы (гидравлической эффективности) противотурбулентной присадки для конкретной нефти, транспортируемой на конкретном технологическом участке магистрального нефтепровода.

Экспериментальная часть исследования проводится на базе комплекса гидравлических стендов НИИ «Транснефть» в г.Уфе, позволяющего проводить исследования максимально приближенно к реальным условиям. Решение указанной выше задачи является составляющей реализации Концепции замены основного оборудования и технологических трубопроводов с выводом из работы ЛПДС/НПС АО «Транснефть – Урал» в период 2025 - 2031 годы с использованием насосов НМ 4500-650.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЛАЗМОХИМИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛОГО СВЕРХВЯЗКОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

П.И. Солонин, ООО «Газпром Инвест», г. Санкт-Петербург

А.К. Гумеров, Р.Н. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа

Современные подходы к строительству магистральных трубопроводов предусматривают минимизацию объёмов земляных работ и воздействий на природные ландшафты. Особое место занимают технологии бесканальной прокладки через естественные и искусственные препятствия, среди которых наибольшее распространение получили горизонтально-направленное бурение (ГНБ) и метод Direct Pipe. Первая технология хорошо отработана в практике линейного строительства, а вторая, более новая, активно внедряется при реализации сложных переходов под реками и транспортными объектами [1]. Существенные различия в механике взаимодействия трубопровода с грунтовым массивом и способах приложения монтажных усилий требуют комплексного инженерного анализа для корректного выбора технологии на стадии проектирования.

Цель данного исследования — численное сопоставление напряжённо-деформированного состояния (НДС) трубопровода и усилий протаскивания/толкания при применении методов ГНБ и Direct Pipe в различных инженерно-геологических условиях. Особое внимание уделяется предельным состояниям конструкции: превышению допустимых напряжений, локальной потере устойчивости, овальности трубы, а также риску повреждения изоляционного покрытия. Дополнительно рассматривается влияние параметров траектории прокладки и коэффициента трения на общую технологическую реализуемость перехода.

Численное моделирование выполнено в среде ANSYS Workbench [2] с применением конечных элементов PIPE288 и SHELL181 для описания трубы и упруго-пластической модели Mohr-Coulomb для грунта. Контактная задача решалась с учётом нелинейного трения, диапазон коэффициентов μ составлял 0,08-0,45, что отражает эксплуатационные условия при различной степени смазки. В сценариях также учитывалось внутреннее давление в трубе, частичная или полная заполненность, радиус кривизны траектории, а также глубина заложения. Для ГНБ моделировался процесс протаскивания по искривлённой траектории с бентонитовой оболочкой, для Direct Pipe — осевое сжатие и толкание трубы с действием фронтального давления от проходческого щита [3].

Проведён анализ глобальной и локальной потери устойчивости при осевом сжатии, деформации овальности, распределения эквивалентных напряжений и контактных давлений [4]. Дополнительно оценивалась чувствительность результатов к ключевым геотехническим параметрам. Результаты показали, что при равных условиях Direct Pipe характеризуется более высокими сжимающими напряжениями, повышенной вероятностью локальной потери устойчивости и

овальности, однако менее критичен к малым радиусам кривизны. Метод ГНБ требует более благоприятных траекторных условий, чувствителен к коэффициенту трения и типу смазки, но обеспечивает меньшие сжимающие напряжения в теле трубы и более предсказуемое поведение при протаскивании [5].

Полученные зависимости и сравнительные диаграммы позволяют предложить критерии инженерного выбора технологии перехода: по максимальным напряжениям, коэффициентам запаса по устойчивости, овальности, тягово-толкающим усилиям и риску повреждения покрытия. Разработанная методика позволяет выполнить параметрическую оценку устойчивости и технологичности проектируемого перехода ещё на ранней стадии ТЭО или проектирования, что даёт возможность снижать неопределённости и риски при строительстве магистральных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Григорьев, И. В. Технологии бесканальной прокладки трубопроводов. – М.: Недра, 2019. – 256 с.
2. ANSYS Workbench Theory Guide. Release 2023 R2. – Canonsburg, PA: Ansys Inc., 2023. – 1456p.
3. Herrenknecht AG. Direct Pipe® Technology. Technical Manual. – Schwanau, Germany: Herrenknecht, 2022. – 84 p.
4. Rajani B., Kleiner Y. “Non-Trench Pipeline Installation Techniques.” Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice, 2015, Vol. 6(3): 04015001.
5. Shehadeh M., Najjar Y., “Axial Pullback Forces in HDD Pipeline Installations.” Tunnelling and Underground Space Technology, 2018, Vol. 74, pp. 107–118.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРИ ДИАГНОСТИКЕ ТРУБ

В.А. Уралов, УГНТУ, г. Уфа

В России, согласно докладу исследователей НИУ ВШЭ, инструменты искусственного интеллекта применяются в промышленности для обработки данных, оптимизации производственных процессов и определения необходимости ремонта оборудования. Однако только 3,6% промышленных компаний в России используют искусственный интеллект в своей деятельности. В этом списке лидером является «Роснефть», у которой имеется 23 наукоемких продукта [1]. Традиционные методы диагностики часто неэффективны, так как подвержены человеческому фактору тем самым создавая задержки и ошибки. Примером решений таких задач являются: «Газпром нефть» использует цифровые двойники для анализа сейсморазведки, «Роснефть» создает «цифровые месторождения», «Татнефть» внедряет умные платформы для поддержки решений, а «Лукойл» применяет нейросети для оптимизации добычи. Таким образом, искусственный интеллект становится ключевым инструментом для повышения надёжности и эффективности всей нефтегазовой отрасли [2].

Предлагается внедрение технологий искусственного интеллекта для автоматизированного анализа данных в области диагностики дефектов на участках трубопровода. Данная технология позволит классифицировать дефекты по их классам или типу дефекта такие как: подрезы, чопики, потеря металла и другие в соответствии с классификатором дефектов. Искусственный интеллект позволит минимизировать время обработки, сократить количество затрачиваемого времени, снизить финансовые затраты, что позволит эффективно использовать время и финансы на другие нужды. В качестве языка программирования будет использоваться Python поскольку он обладает богатым набором библиотек и инструментов, которые значительно упрощают обработку данных и реализацию сложных алгоритмов.

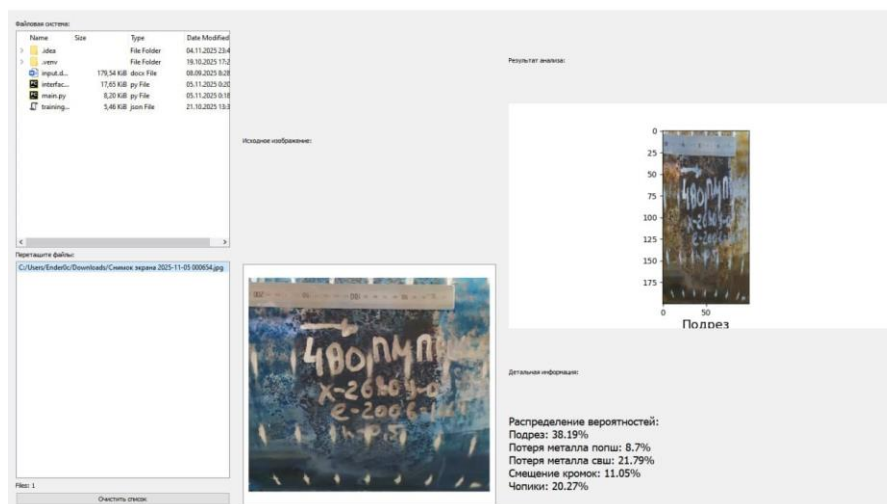


Рисунок 1 Интерфейс программы

Интерфейс будет представляться в форме окошка с разделами для вводных данных и окошка вывода полученного результата. Исходные данные представляют собой фотоматериал с мест проведения диагностики для обработки и анализа, а также вывода в разделы соответствующих дефектов.

Внедрение технологий искусственного интеллекта кардинально меняет эффективность формирования документов с мест диагностики трубопроводов, переводя ее из более долгой в ускоренную стадию чья скорость зависит только от количества материала и компьютерных мощностей. Что позволяет существенно повысить эффективность сбора, анализа и обработку информации, а также выдачу необходимых документов для дальнейшей работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманова Г.И. и др. Цифровая трансформация отраслей: стартовые условия и приоритеты // Доклады к XXII Апрельской международной научной конференции по проблемам развития экономики и общества. М.: Издательский дом Высшей школы экономики, 2021. 239 с.
2. Как искусственный интеллект трансформирует нефтегазовую отрасль России– [URL https://neftegaz.ru/science/tsifrovizatsiya/894324-kak-iskusstvennyy-intellekt-transformiruet-neftegazovuyu-otrasl-rossii](https://neftegaz.ru/science/tsifrovizatsiya/894324-kak-iskusstvennyy-intellekt-transformiruet-neftegazovuyu-otrasl-rossii) (дата обращения: 28.10.2025).
3. Оборудование, технология и организация ремонтных работ на линейной части магистральных газонефтепроводов / О. Е. Смирнов, В. И. Муратова, Р. Р. Фарухшина [и др.]. – Уфа : УГНТУ, 2024. – 72 с. – ISBN 978-5-98755-388-6. – EDN GRWNOY.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММЫ «ANSYS FLUENT» ДЛЯ РАСЧЕТА
БОЛЬШОГО ДЫХАНИЯ ИЗ РВС-5000**

Д.В. Усманов, Е.М. Муфтахов
УГНТУ, г. Уфа

В настоящей работе рассматривается возможность применения программного комплекса «ANSYS FLUENT» для моделирования процесса «большого дыхания» в резервуаре РВС-5000. Данные резервуары широко используются на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводов и зачастую не имеют технологического оснащения для снижения потерь [1]. Актуальность работы подчеркивается высокой степенью износа резервуарного парка: по оценкам экспертов до 70% резервуарного парка для хранения нефтепродуктов в России составляют резервуары возрастом 20–30 лет [2]. Длительная эксплуатация обусловила развитие коррозии, что привело к увеличению высот неровностей шероховатости внутренних поверхностей. Учет этого параметра необходим для повышения точности моделирования потерь нефтепродуктов от испарения.

Актуальной является задача расчета влияния этого процесса на скорость и объем потерь от испарения. Подобные расчеты целесообразно проводить с помощью программы «ANSYS FLUENT». Для решения поставленной задачи строится геометрическая модель исследуемого объекта. Далее в соответствующем модуле программы «ANSYS» проводится анализ полученной модели, рассчитанной с использованием модели k-epsilon RNG, подходящей для течения в закрытой емкости, метода volume of fluid, уравнения energy equation и учетом функций surface tension force modeling и wall adhesion, представленный на рисунках 1 и 2. Шероховатость стенки была задана с помощью функции wall roughness в пограничном условии wall, как и количество тепла, получаемого стенками резервуара за счет солнечной радиации. Объем закачки и наполнения, производившихся через mass-flow-inlet и mass-flow-outlet, задавался на уровне 800 м³/ч. Моделирование производилось для шероховатостей в 20 мкм (уровень, соответствующий резервуарам, только введенным в эксплуатацию) и 150 мкм (уровень, соответствующий эксплуатации в течении нескольких лет).

Основными преимуществами применения программы «ANSYS» при моделировании процессов испарения можно отнести достаточно высокую точность полученных результатов, относительную быстроту всех операций, а также возможность проведения опыта в условиях отсутствия доступа к настоящему резервуару.

Данные преимущества позволяют рассматривать указанный программный комплекс как эффективный инструмент для моделирования процесса «большого дыхания» в резервуаре РВС-5000.

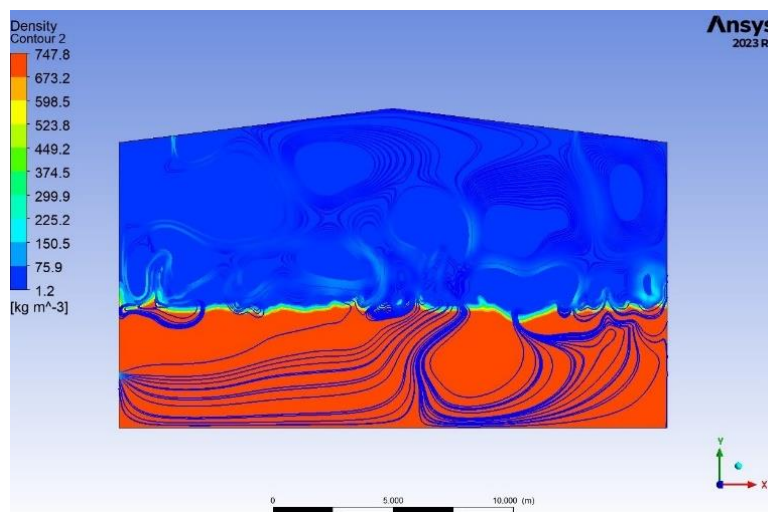


Рисунок 1 – Моделирование процесса слива бензина АИ-92 из резервуара, предшествующего большому дыханию для внутренней поверхности стенки со шероховатостью в 150 мкм

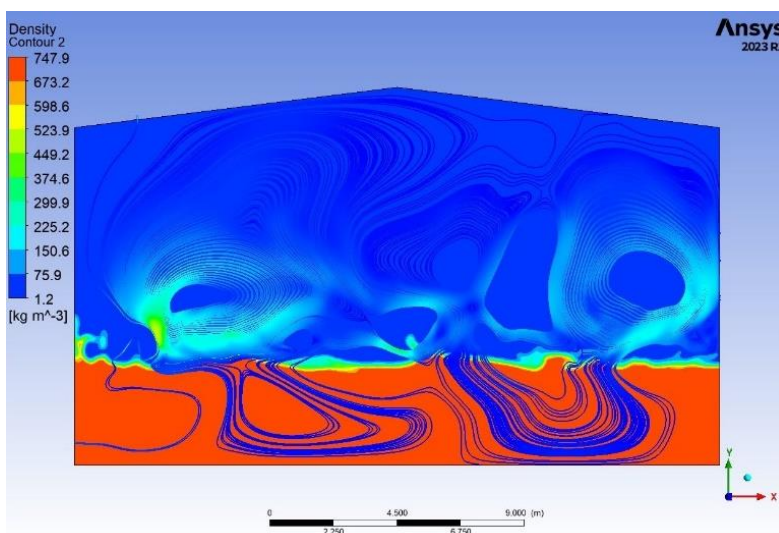


Рисунок 2 – Моделирование процесса наполнения резервуара рвс-5000 с шероховатостью стенки в 150 мкм бензином АИ-92

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Левин, С.Н. Экспериментальное исследование эффективности защитных покрытий из гранулированного пеностекла в резервуарах для нефтепродуктов малой емкости: дис. Канд. Техн. Наук: 25.00.19 / Семен Наумович Левин. – М., 2021. – 91 с.
2. Новая жизнь для старого резервуарного парка // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №6 (59). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/novaya-zhizn-dlya-starogo-rezervuarnogo-parka> (дата обращения: 10.10.2025).

**ПРИМЕНЕНИЕ СЦЕНАРИЕВ КОЛЛИЗИЙ В CAD-СРЕДЕ ДЛЯ
ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ
ПРОЕКТИРОВЩИКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ**

Ф.Р. Фатихова, ООО «БКН-Проект», г. Самара

В настоящее время проектирование линейной части трубопроводов выполняется с применением CAD-сред, которые в том числе обеспечивают высокую точность построения продольных профилей трассы, моделирование пересечений. Однако, одним из актуальных вопросов остается учет характеристик пересекаемых коммуникаций (диаметра, назначения, глубины залегания), некорректное определение которых производится в рамках полевого этапа инженерных изысканий (ИИ) и последующего согласования результатов с эксплуатирующими организациями. Несоответствия данных изысканий фактическим приводят к коллизиям на стадии реализации проектов, что вызывает необходимость внесения изменений в разработанную документацию, а также увеличивает сроки и стоимость строительно-монтажных работ (СМР).

Таким образом, возможность развития описанных выше ситуаций требует от проектировщика не только умения детально анализировать и проверять отчеты ИИ, но и способности оперативно вносить корректировки технических решений, обеспечивая их оптимальность с точки зрения объемов работ, а также применяемых материально-технических ресурсов (МТР).

С целью обучения проектировщиков и повышения уровня их готовности к возможным изменениям на этапе сопровождения строительства в рамках работы рассмотрен вопрос создания CAD-надстройки на базе Civil 3D для создания сценариев различных коллизий.

В дальнейшем планируется разработка методических указаний, определяющих порядок применения таких сценариев в учебных и производственных условиях. Это позволит систематизировать процесс обучения, сформировать у специалистов устойчивые навыки анализа и устранения коллизий, а также повысить эффективность работы проектных организаций при изменениях условий строительства объектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Sang Luo, Jinyue Yao, Siqi Wang, Yaozheng Wang, Guoyang Lu. A sustainable BIM-based multidisciplinary framework for underground pipeline clash detection and analysis // Journal of Cleaner Production. 2022. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.133900.
- 2 Marzana Khatun, Rolf Junga, Michael Glaß. Scenario-based collision detection using machine learning for highly automated driving systems // Systems science&control engineering: an open access journal. 2023. DOI: 10.1080/21642583.2023.2169384.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАБОЧИХ КОЛЁС ЦЕНТРОБЕЖНЫХ АГРЕГАТОВ

М.А. Хаертдинов, УГНТУ, г. Уфа

Современные центробежные насосы широко применяются в энергетике, нефтепереработке и водоснабжении. Их рабочие колёса являются критически важными узлами, определяющими эффективность и надёжность агрегата. Одним из главных факторов отказов является вибрация, возникающая при совпадении лопаточной частоты (Blade Passing Frequency – BPF) с собственными частотами конструкции.

В работе выполнено модальное исследование рабочего колеса насоса с шестью лопатками методом конечных элементов в ANSYS Workbench. Получены собственные частоты от 1053,9 Гц до 2467,4 Гц. Построена диаграмма Кэмпбелла и рассчитаны значения BPF по формуле:

$$\text{BPF} = z * n / 60, \text{ где}$$

$z = 6$ – число лопаток,

n – скорость вращения, об/мин

Таблица 1 – Собственные и кратные BPF частоты при различных оборотах

n, об/мин	f _i , Гц	BPF, Гц	2×BPF	3×BPF	4×BPF	5×BPF	Совпадения с модами
500	8.33	50	100	150	200	250	–
1000	16.67	100	200	300	400	500	–
2000	33.33	200	400	600	800	1000	–
3000	50.00	300	600	900	1200	1500	≈1263 Гц

Диаграмма демонстрирует пересечения $\text{BPF} \times n$ с модами Mode 1–Mode 17. Зоны совпадения, особенно при 2500–3500 об/мин, потенциально опасны с точки зрения резонансного возбуждения.

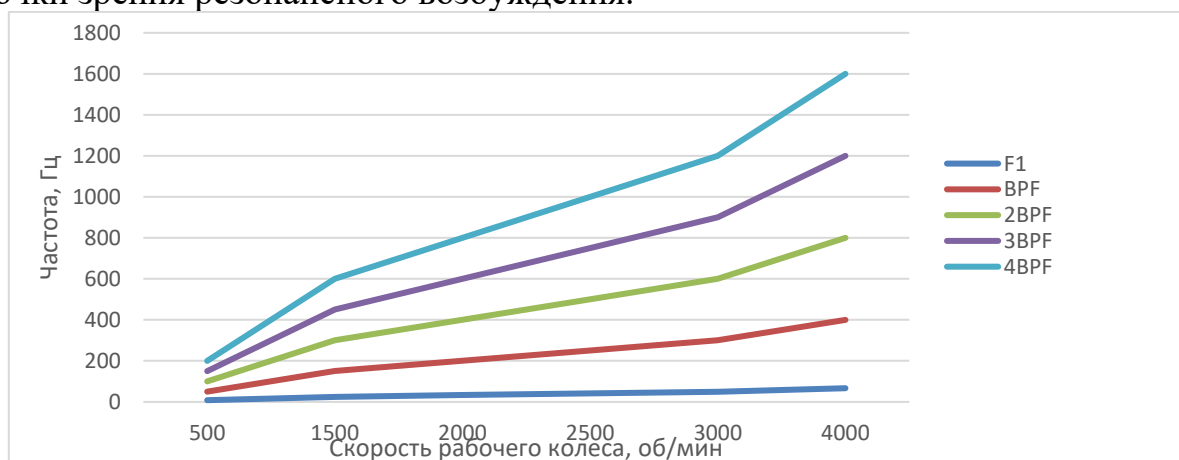


Рисунок 1 – Campbell-диаграмма рабочего колеса

Модальные формы представлены на рисунке 2. Наиболее выраженные деформации наблюдаются в модах с частотами 1053,9 Гц и 1263,3 Гц.

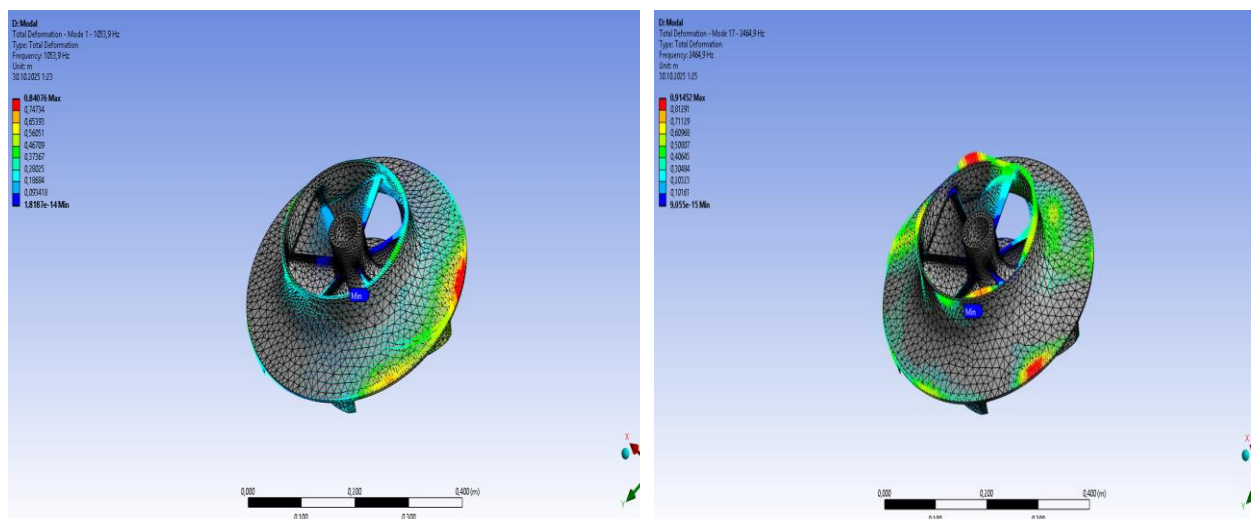


Рисунок 2 – Эпюры формы колебаний рабочего колеса

Campbell-диаграмма наглядно демонстрирует зависимость модальных частот от скорости вращения. На ней видно, что отмеченные собственные частоты пересекаются с линиями кратными ВРФ в диапазоне 2000–3800 об/мин, т.е. в «критических» зонах С и D по стандарты вибронапряжённости. Это означает, что при данных скоростях возможно резонансное возбуждение колебаний рабочего колеса, что приведёт к резкому росту вибраций и напряжений.

Анализ модальных частот и их кратности лопаточной частоте выявил несколько потенциально опасных скоростных диапазонов, при которых происходит совпадение собственных частот колеса с 3–9-кратными ВРФ. В этих режимах ожидается резкий рост вибраций и усталостных напряжений. Для повышения надёжности рекомендуется усилить конструкцию колеса (увеличить его жесткость и критические частоты) таким образом, чтобы они лежали выше расчетной полосы работы, а также по возможности избегать эксплуатационных режимов, совпадающих с найденными резонансными скоростями.

Особое внимание уделено взаимодействию лопаток с потоком — лопастные вибрации усиливаются при работе в режимах, близких к кратным ВРФ. Взаимодействие с системой охлаждения также усиливает дискретные вибрации. [1-3]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гумеров, А.Г. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, Р.Г. Исхаков – Уфа: 2008.– 328 с.
2. Шаммазов А.М. Основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов/ А.М. Шаммазов, А.А. Коршак, К.Р. Ахмадуллин – Уфа: 2000. – 161 с.
3. Subramaniam L and Sendilvelan S 2012. European J. of Scientific Research Modal analysis of a centrifugal pump impeller 79 P 5-14.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОН КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО АГРЕГАТА И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

М.А. Хаертдинов, УГНТУ, г. Уфа

Рабочее колесо центробежного насоса испытывает значительные нагрузки вследствие центробежных сил, гидравлического давления и вибрационных воздействий. В зоне лопаток и их сопряжений с дисками часто наблюдаются максимальные напряжения, что может привести к усталостному разрушению. Целью исследования является численное моделирование напряжённого состояния рабочего колеса и анализ факторов, влияющих на его долговечность [1-2].

Моделирование проводилось в программной среде ANSYS Workbench 2023 R1. Расчёты выполнялись в модуле Static Structural с последующим анализом на усталость (Fatigue Tool). В качестве граничных условий использовались данные по давлению и скорости потока, полученные из модуля CFX при номинальном расходе. Геометрия колеса была импортирована из CAD-модели, соответствующей конструкции НМ2500-230.

На первом этапе были определены поля эквивалентных напряжений по Мизесу, затем произведена оценка усталостной прочности по методу накопления повреждений.

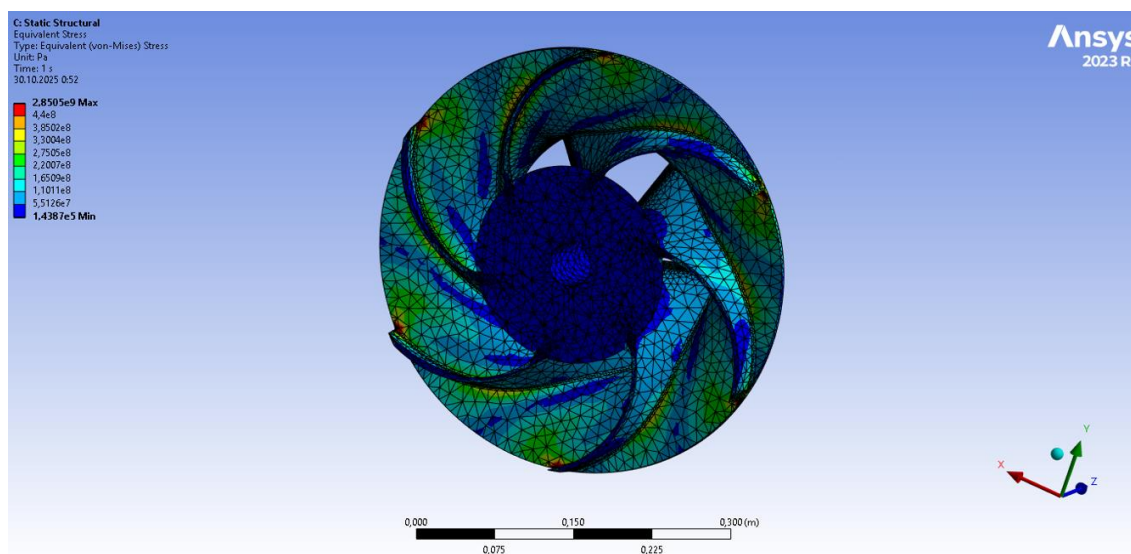


Рисунок 1 – Карта распределения напряжений

Зоны максимальных значений (до 2,85 ГПа) наблюдаются у оснований лопаток – это области сопряжения лопатки с диском. Эти зоны наиболее подвержены усталостному разрушению.

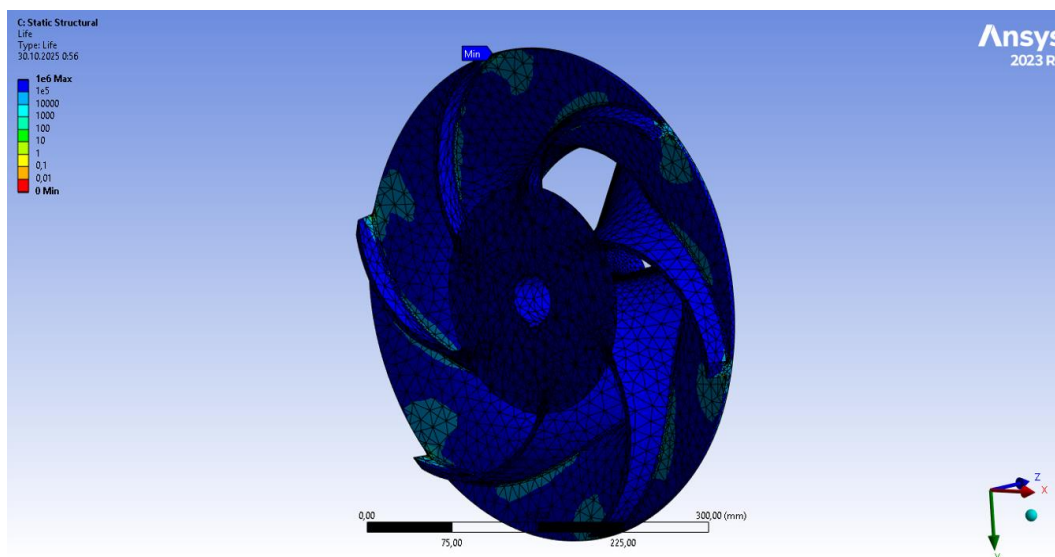


Рисунок 2 – Карта циклов до разрушения

На рисунке 2 минимальные значения менее 10 циклов, также фиксируются в этих областях, что подтверждает их критичность.

На основании полученных результатов в дальнейшем можно рекомендовать следующие методы устранения зон концентраций:

- изменение радиуса сопряжения у основания лопатки для снижения градиента напряжений;
- увеличение толщины лопатки у основания;
- изменение формы крыла рабочего колеса, а именно оптимизация формы профиля для снижения сопротивлений и перераспределения нагрузки.

Работа позволила выявить основные зоны концентрации напряжений и усталостной опасности в рабочем колесе насоса НМ2500-230. Проведённый анализ даёт основание рекомендовать ряд конструктивных решений, направленных на повышение надёжности и долговечности агрегата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гумеров А.Г. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов / А.Г. Гумеров. – Уфа, 2008. – 328 с.
2. Subramaniam L and Sendilvelan S 2012 European J. of Scientific Research Modal analysis of a centrifugal pump impeller 79 1 5-14. Шамманов, А.М.

СТАБИЛИЗАЦИЯ МНОГОФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПОТОКОВ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМ РЕЛЬЕФОМ МЕСТНОСТИ

Э.Ф. Хаматдинов, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа

Большинство восточносибирских нефтегазоконденсатных месторождений характеризуются мощной газовой шапкой. По причине отсутствия естественного барьера между нефтяной и газовой частями [1] возникает риск прорыва газа из газовой шапки, резкого роста газового фактора и падения дебита нефти. Это связано с низкой вязкостью газа по отношению к нефти [2] и сложным строением месторождений. Вышеописанные два фактора являются предпосылками к осложнениям в системах совместного сбора нефти и газа, приводящим к пробковому режиму течения в системах сбора и транспорта многофазного углеводородного флюида на месторождениях Восточной Сибири.

Образование пробок происходит за счет расслоения многофазного потока в нефтегазосборных системах с большим перепадом геодезических отметок. Скопление газовых пробок происходит в верхних (перевальных) точках, а жидкостных пробок в нижних точках трубопроводных систем (профильных карманах) нефтегазосборного трубопровода. Данное явление может привести к возникновению гидравлических сопротивлений в профильных карманах трубопроводных систем, вследствие чего возникает риск значительного превышения рабочего давления в трубопроводе. Таким образом наблюдается высокая потребность технологических методов стабилизации потока углеводородной среды в нефтегазосборных трубопроводах на месторождениях с целью исключения пробкового режима течения [3].

В настоящее время наиболее реализуемым техническим решением является оснащение нефтегазосборного трубопровода стационарными системами отбора газа и сооружение отдельного промыслового газопровода для направления, отобранного из потока нефтесодержащей жидкости (далее – НСЖ) попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) к потребителю. При этом стабилизированный поток НСЖ направляется на установку подготовки нефти (далее – УПН) для доведения до товарного качества.

Однако, месторождения нефти и газа Восточной Сибири характеризуются значительным удалением от крупных населенных пунктов, развитой речной, железнодорожной и автомобильной инфраструктуры, и по различным причинам (техническим, экономическим, логистическим) организация раздельного транспорта нефти и газа до установок подготовки не представляется возможной, что является серьезным техническим вызовом для обеспечения безаварийной транспортировки добытого углеводородного сырья до объектов промышленной подготовки нефти и газа.

С точки зрения исследования наиболее перспективными методами стабилизации потока являются применение нединамических (внутритрубных) сепарационных установок (далее – ВТСУ) и установок эжекции газа (далее – УЭГ) [4] либо иных струйных аппаратов [5]. Принципиальная схема отбора газа

на участке нефтегазосборного трубопровода с применением ВТСУ и УЭГ приведена на рисунке 1.

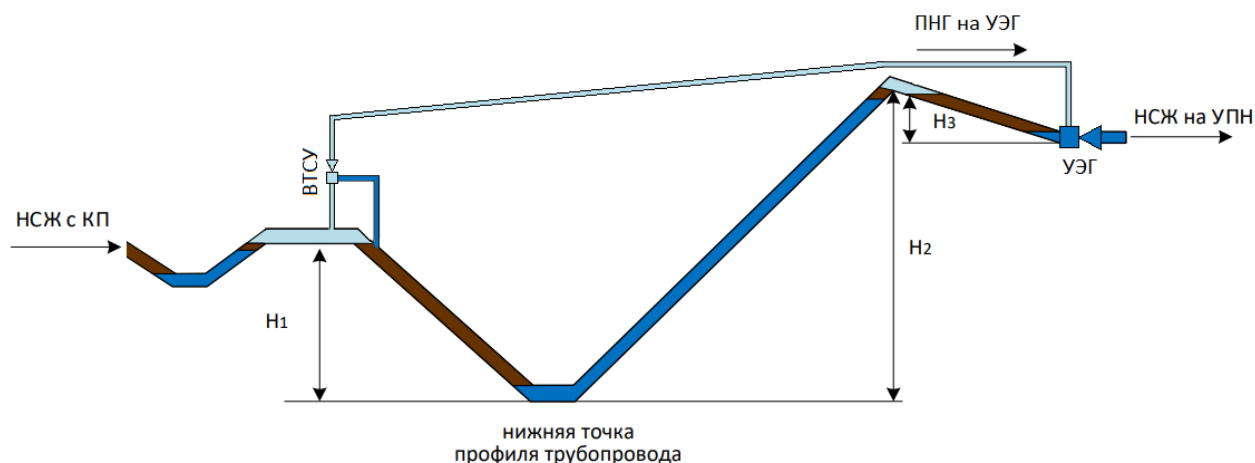


Рисунок 1 – Принципиальная схема отбора газа на участке нефтегазосборного трубопровода с применением ВТСУ и УЭГ

Применение данных устройств позволяет отказаться от размещения емкостного оборудования и последующего раздельного транспорта нефтесодержащей жидкости и газа, и внедрить в системах промысловых трубопроводов внутритрувные сепарационные и эжекционные устройства для снижения капиталоёмкости и повышения рентабельности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Истишева В.Ф., Забелин В.И. Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — №3. — С. 50-63;
- 2 Егоров, И. В. Ключевые подходы при борьбе с прорывами газа при разработке нефтяных оторочек / И. В. Егоров. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 9 (404). — С. 63-66;
- 3 Хаматдинов Э.Ф., Коробков Г.Е. Необходимость и перспективные методы стабилизации потока углеводородной среды в нефтегазосборных трубопроводах на месторождениях Восточной Сибири / Э.Ф. Хаматдинов. — Текст: непосредственный // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ в 2-х т. 17–18 апр. 2023 г. – Уфа, 2023. –Т. 1. – С. 368;
- 4 Хаматдинов Э.Ф. Использование попутного нефтяного газа с целью повышения нефтеотдачи пласта / Э.Ф. Хаматдинов. — Текст: непосредственный // 64-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: сб. материалов конф., 18–19 апр. 2013 г. – Уфа, 2013. – Кн. 1. – С. 49-50;
- 5 Хаматдинов Э.Ф., Каримов Р.М. Способ откачки газа из отключенного участка газопровода с применением струйных аппаратов / Э.Ф. Хаматдинов. — Текст: непосредственный // 65-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: сборник материалов конф., 23–24 апр. 2014 г. – Уфа, 2014. – Кн. 2. – С. 114.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ГАЗОПРОВОДАХ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ СМЕСЕЙ

Б.И. Хамитов, УГНТУ, г Уфа

Композиционные материалы представляют собой гетерогенные системы, состоящие из двух или более разнородных компонентов с четкой границей раздела фаз. Как правило, они включают матрицу (связующее), определяющую форму изделия и передачу нагрузки, и армирующий наполнитель, обеспечивающий высокие прочностные и жесткостные характеристики [1-3]. Для применения в газопроводах высокого давления наибольший интерес представляют волокнистые композиты, где в качестве наполнителя используются высокопрочные непрерывные волокна, а роль матрицы выполняют полимерные смолы. К ним относятся стеклопластики (армированные стеклянными волокнами), углепластики (армированные углеродными волокнами) и органопластики (армированные синтетическими органическими волокнами, например, арамидными)].

С точки зрения транспорта водорода принципиально важной характеристикой материала является его проницаемость. Полимерные матрицы, особенно на основе эпоксидных и полиэфирных смол, при правильном проектировании и изготовлении демонстрируют значительно более низкую проницаемость для водорода, чем сталь. Это позволяет минимизировать потери транспортируемого продукта и повысить общую безопасность системы [2]. Кроме того, композиты не подвержены водородному охрупчиванию, так как их механизм разрушения не связан с дислокационными процессами, характерными для металлических кристаллических решеток.

Перспективным направлением является создание гибридных конструкций, сочетающих преимущества металлов и композитов. Например, использование тонкостенной стальной трубы в качестве линера для обеспечения абсолютной герметичности с последующим армированием углеволокном для восприятия механических нагрузок позволяет нивелировать риски водородного охрупчивания стали за счет значительного снижения рабочих напряжений в металле [3]. Активно ведутся исследования в области нанокompозитов, где введение наночастиц (например, наноклай или углеродных нанотрубок) в полимерную матрицу позволяет существенно улучшить барьерные свойства, прочность и термостойкость материала [3].

Композитные материалы обладают значительным потенциалом для применения в газопроводах высокого давления, предназначенных для транспорта водородосодержащих смесей. Их уникальные свойства, такие как

коррозионная стойкость, низкая проницаемость для водорода, высокая удельная прочность и невосприимчивость к водородному охрупчиванию, делают их жизнеспособной альтернативой традиционным материалам. Преодоление существующих технологических и экономических барьеров, а также развитие соответствующей нормативной базы позволят композитам занять существенную долю на рынке газотранспортного оборудования в рамках развития водородной энергетики и перехода к устойчивому будущему.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванов И.И., Петров П.П. Композитные материалы: свойства и применение // Научный журнал "Материаловедение". 2023.
2. Smith J., Johnson L. Composite Materials: Fundamentals and Applications // Journal of Composite Science. 2023.
3. Сидоров А.А., Кузнецова Е.В. Технологии обработки композитных материалов // Вестник науки и технологий. 2024.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКА И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

Р.А. Хураמיшина, В.И. Муратова
УГНТУ, г. Уфа

Проблема очистки железнодорожных цистерн от органических и неорганических соединений, таких как парафины, асфальтены, смолы, ароматические углеводороды и механические примеси, является актуальной задачей для обеспечения качества перевозимых продуктов, безопасности эксплуатации и соблюдения экологических норм. Эти отложения со временем уплотняются, образуя вязкие или твердые массы, удаление которых требует применения специализированных технологий. Необходимость очистки возникает при смене перевозимого продукта, перед проведением ремонтных работ, особенно связанных со сваркой, для подготовки к продаже или утилизации, а также для планового обслуживания с целью сохранения полезного объема и предотвращения коррозии.

Традиционные методы очистки, такие как пропаривание, промывка горячей водой или нефтепродуктами, а также механическая очистка и использование растворителей, часто являются трудоемкими, энергозатратными и не всегда обеспечивают полное удаление отложений. Кроме того, некоторые методы могут быть сопряжены с экологическими рисками и рисками для безопасности персонала. В связи с этим актуален поиск и разработка более эффективных, экономичных и безопасных технологий очистки железнодорожных цистерн от АСПО. Одним из перспективных направлений является применение комбинированного воздействия ультразвука и химических реагентов, позволяющее использовать синергетический эффект для разрушения и удаления отложений.

Проведенное исследование демонстрирует значительный синергетический эффект при совместном использовании ультразвукового воздействия и химических растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Механизм синергии основан на взаимном усилении физико-химических процессов. Растворители обеспечивают селективное химическое воздействие на компоненты АСПО через диффузионное проникновение и молекулярное растворение.

Для оценки моющей, диспергирующей и растворяющей способности растворителей был проведен эксперимент ультразвуковой обработки асфальтосмолопарафиновых отложений. В качестве дополнительного физического эффекта в экспериментах использовали ультразвуковой генератор И10-840.

Ультразвуковое воздействие индуцирует кавитационные процессы, сопровождающиеся:

- генерацией микроструйных потоков;
- локальным тепловыделением (повышение температуры с 23,3°C до 46,8°C);
- снижением вязкости растворителя.

Практическое внедрение технологии комбинированной очистки представляет собой комплексный процесс, начиная с физико-химического анализа АСПО, которые могут значительно различаться в зависимости от месторождения нефти и условий ее транспортировки.

Ключевым элементом предлагаемой технологии является ультразвуковая обработка. Ультразвук в жидкой среде генерирует высокочастотные колебания, которые вызывают ряд физических эффектов, способствующих разрушению и удалению АСПО.

Результаты исследования влияния УЗ на эффективность растворения асфальтосмолопарафиновых отложений показали, что при одновременном применении ультразвуковой кавитации обеспечивает эффект синергии, что приводит к увеличенной эффективности растворяющей способности отложений, но при этом эффективность слабых растворителей сильно возрастает. Поэтому УЗ позволяет повысить эффективность слабых растворителей почти до качественных растворителей. Предположительно, это связано с тем, что происходит смещение в химическом составе, то есть во время процесса удаления АСПО растворитель может взаимодействовать с компонентами, содержащимися в асфальтенах, смолах, парафинах, ароматических углеводородах и механических примесях. Это может привести к образованию новых химических соединений, что делает верхний слой более активным с точки зрения химических реакций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Палаев А. Г. Исследование снижения остаточных сварочных напряжений в результате ультразвуковой обработки сварного соединения на частоте 20, 37 и 44 кГц / А. Г. Палаев, А. К. Николаев, Л. Н. Духневич, А. А. Красников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Т. 13, № 6. – С. 530–538
2. Хурамшина, Р.А. Исследование структурно-группового состава асфальтосмолопарафиновых отложений с целью определения рационального и эффективного выбора методов удаления / Р.А. Хурамшина, А.Р. Валеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2023. – № 1. – С. 11–16.
3. Хурамшина Р.А. Применение ультразвукового воздействия для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Р.А. Хурамшина, А.Р. Валеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 45–50.
4. Патент №2834592 Российская Федерация, МПК E21B 37/06 (2006.01), B08B9/08 (2006.01). Способ удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: заявлено 18.03.2024 / Валеев А.Р., Хурамшина Р.А., Локшина Е.А.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет.
5. Khuramshina, R.A. Studies of the Use of Ultrasonic Equipment for the Removal of Asphalt-Resin Paraffin Deposits at Oil and Gas Transport and Storage Facilities / R.A. Khuramshina, V.I. Muratova // Materials Science Forum. – 2022. – Т. 1055. – С. 398–405. – DOI: 10.4028/www.scientific.net/MSF.1055.398

ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

В.П. Чирков, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа

В условиях глобальной зависимости от транспортировки углеводородов и других сред проблема сохранения целостности стальных конструкций, подверженных коррозии, приобретает первостепенное значение. Коррозия металлов, являющаяся самопроизвольным процессом их разрушения вследствие химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой, для подземных коммуникаций протекает преимущественно по электрохимическому механизму. Участки трубопровода с различными потенциалами образуют гальванические пары, где анодные зоны активно растворяются, что приводит к образованию свищей и утечек транспортируемого продукта. Последствия таких повреждений могут быть катастрофическими, начиная от значительных экономических потерь и заканчивая тяжелым экологическим ущербом и человеческими жертвами.

Принцип действия катодной защиты основан на смещении потенциала защищаемой металлической конструкции в отрицательную сторону, переводя её из области активного растворения в область устойчивого состояния. По сути, весь трубопровод принудительно превращается в катод, что и дало название методу. Для реализации этого подхода используются две основные схемы: гальваническая (протекторная) защита и защита с помощью наложенного тока. Гальваническая защита предполагает использование более электроотрицательных металлов, таких как магний, цинк или алюминий и их сплавы, которые соединяются с трубопроводом. Эти металлы, выступая в роли анодов, самопроизвольно растворяются в грунтовом электролите, посылая ток на трубу и поляризуя её в катодном направлении. Данный метод не требует внешнего источника энергии, прост в монтаже и эксплуатации, но его применение эффективно только в низкоомных грунтах и для защиты конструкций с качественным изоляционным покрытием.

Более универсальной и мощной системой является катодная защита с наложенным током. В этой схеме используется внешний источник постоянного тока, отрицательный полюс которого подключается к трубопроводу, а положительный — к специальным анодным заземлителям, изготовленным из малорастворимых материалов, таких как чугун, графит, ферросилид или плакированный титан. При включении установки ток от внешнего источника течёт через грунт от анодного заземления к трубопроводу, вызывая его катодную поляризацию. Аноды при этом также разрушаются, но их расход значительно меньше, чем у протекторов. Главными преимуществами этого метода являются возможность защиты протяженных объектов в высокоомных грунтах и широкий диапазон регулировки защитного тока, что позволяет поддерживать оптимальный потенциал на трубе на протяжении всего срока службы. К недостаткам можно отнести более высокую стоимость, необходимость постоянного источника питания и риск возникновения блуждающих токов, которые могут вызывать коррозию соседних подземных сооружений.

Эффективность катодной защиты напрямую зависит от качества изоляционного покрытия трубопровода. Покрытие является первым и основным барьером на пути коррозии, drastically снижая площадь контакта металла с

агрессивной средой и, как следствие, величину тока, необходимого для катодной поляризации. Без качественной изоляции требования к току защиты возрастают на несколько порядков, делая систему экономически нецелесообразной и технически трудновыполнимой. Таким образом, катодная защита и изоляционное покрытие работают в синергии, дополняя друг друга. Изоляция сокращает потребность в защитном токе, а катодная защита оберегает оголенные участки трубы и мелкие дефекты в изоляции, куда неизбежно проникает грунтовая влага. Мониторинг и контроль уровня защиты осуществляются путем регулярных измерений потенциала "труба-земля" с помощью стационарных или переносных электродов сравнения в контрольных точках, расположенных вдоль всей трассы.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика систем катодной защиты

Критерий	Гальваническая (протекторная) защита	Защита наложенным током
Источник энергии	Химическая энергия анода (протектора)	Внешний источник постоянного тока
Принцип действия	Естественная разность потенциалов в электролите	Принудительная поляризация от внешнего источника
Защитный ток	Ограничен, зависит от материала и количества протекторов	Регулируемый в широких пределах
Эффективность в грунтах	Низкоомные (высокой влажности и солености)	Все типы грунтов, включая высокоомные
Срок службы анодов	Ограничен (определяется массой протектора)	Длительный (используются малорастворимые материалы)
Эксплуатация	Проста, не требует обслуживания	Требуется постоянного контроля и регулировки
Риск помех	Минимальный	Возможность возникновения блуждающих токов
Экономическая эффективность	Для локальных объектов с хорошей изоляцией	Для протяженных и крупных объектов

Внедрение и поддержание системы катодной защиты является непрерывным и сложным инженерным процессом, требующим тщательного проектирования, регулярного мониторинга и технического обслуживания. Современные системы оснащаются телеметрией, позволяющей дистанционно контролировать параметры защиты и оперативно реагировать на любые отклонения. Несмотря на все технологические достижения, ключевым фактором остается человеческий — квалификация персонала, отвечающего за эксплуатацию этих систем. Таким образом, катодная защита, будучи надежным и научно обоснованным методом, продолжает оставаться краеугольным камнем в обеспечении безаварийной работы трубопроводного транспорта, защищая от коррозии критически важную инфраструктуру и минимизируя риски для окружающей среды и общества.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 В. В. Акимов, Е. В. Акимов. Защита от коррозии и старения трубопроводов и резервуаров. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2007.
- 2 Ю. Я. Карпов, М. В. Суслов. Катодная защита от коррозии. – СПб.: Элмор, 2006.
- 3 ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии".

РАЗРАБОТКА ВНУТРИТРУБНОГО ВРАЩАЮЩЕГОСЯ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА

В.Р. Шагиянова, М.В. Лурье

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Для поддержания надежной и эффективной работы нефтепроводов важно проводить очистку внутренней поверхности трубопроводов, так как накопление различных отложений – асфальтосмолопарафиновых отложений, коррозионных продуктов, твердых частиц и других загрязнений – существенно снижает пропускную способность и приводит к повышению затрат на перекачку нефти, а также влияет на состояние трубопровода и становится причиной коррозии.

В качестве технологического решения данной проблемы применяются внутритрубные очистные устройства, перемещаемые потоком перекачиваемой жидкости. В рамках данной работы разработана усовершенствованная конструкция такого устройства, состоящая из трех секций. Особенностью разработанного устройства является способность центральной секции совершать вращательное движение вокруг продольной оси при поступательном перемещении устройства вдоль трубопровода, обеспечиваемом перепадом давлений на его торцах. Данная конструктивная особенность позволяет существенно повысить эффективность очистки внутренней поверхности трубопровода по сравнению с существующими аналогами.

Предлагаемое устройство (рис. 1) состоит из трех секций – головная (1) и хвостовая (3) – идентичные друг другу цилиндрические манжеты, и центральная секция (2). Все секции закреплены на соединительном валу, образуя единую конструкцию. Центральная секция представляет собой цилиндрическую втулку с жестко закрепленными на ней очистными элементами (рис. 2). Очистные элементы имеют, как минимум, три лопасти трапецевидной формы, расположенные под углом к оси устройства, благодаря чему возникает тангенциальная сила, действующая на элемент, и, как следствие, вращательный момент. В следствии данного процесса вся центральная секция вращается на соединительном валу вокруг своей оси при движении устройства.

Головная и хвостовая секции представляют собой цилиндрические манжеты, внешний диаметр которых равен (или незначительно больше) внутреннего диаметра трубопровода. Данные элементы конструкции создают дополнительное трение о внутреннюю поверхность трубопровода, тем самым обеспечивая отставание устройства от потока перекачиваемого продукта. В следствии замедления устройства, вращательный момент, создаваемый на центральной секции, увеличивается, благодаря этому происходит повышение степени очистки внутренней поверхности нефтепровода.

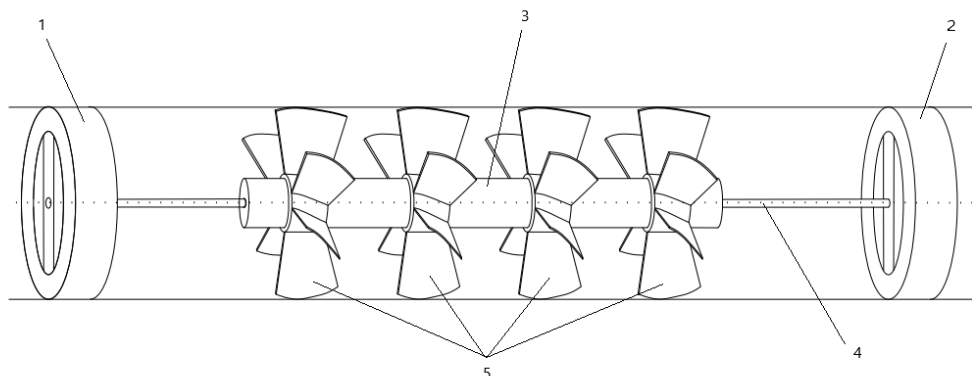


Рисунок 1 – Принципиальная схема разрабатываемого устройства. 1 – головная секция устройства, 2 – хвостовая секция устройства, 3 – центральная секция устройства, 4 – соединительный стержень, 5 – очистные элементы

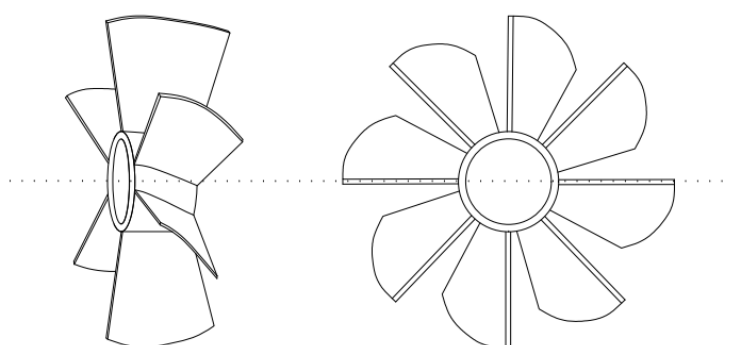


Рисунок 2 – Очистные элементы устройства

В ходе экспериментальных исследований предложенной конструкции была разработана и испытана лабораторная модель устройства для трубопровода с внутренним диаметром 45 мм. Модель устанавливалась в испытательный трубопровод указанного диаметра и приводилась в движение потоком воздуха, что позволило смоделировать условия эксплуатации.

Таким образом было установлено, что с помощью увеличения коэффициента трения между устройством и внутренней поверхностью трубопровода, как следствие, снижения скорости поступательного движения устройства относительно скорости потока (эффект отставания) происходит увеличение вращательного момента на центральной секции устройства, тем самым увеличение эффективности очистки внутренней поверхности трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Лурье, М.В. Расчет движения поточных устройств в нефтепроводе / М.В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2(10). – С. 44-47.
- 2 Патент № RU 228 722 U1, МПК В08В 9/045, F16L 55/26. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода : № 2024113429 : заявл. 17.05.2024 : опубл. 09.09.2024 / Лурье М.В., Шагиянова В.Р. – 7 с.

АНАЛИЗ КОНСТРУКТОРСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ВНУТРИТРУБНЫХ УСТРОЙСТВ ПЕРЕКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

*П.В. Шадренкин
УГНТУ, г. Уфа*

Развитие технологий внутритрубного обслуживания и ремонта магистральных и промысловых трубопроводов предъявляет повышенные требования к средствам герметизации потока. В последние годы особое внимание уделяется автономным устройствам временного перекрытия трубопровода типа smartplug, обеспечивающим дистанционное управление, герметичность, возможность повторного применения и интеграцию в интеллектуальные системы эксплуатации. Такие устройства позволяют проводить локализацию аварийного участка, гидравлические испытания, изоляцию сегментов при ремонтах и проверку целостности трубопроводов без вмешательства в их конструкцию [1].

За рубежом распространены решения компаний «TDW» и «STATS» [2,3] в которых используются механические и гидравлические разжимные секции, обеспечивающие герметизацию при давлениях до 15 МПа. Российские решения в данном направлении требуют разработки и дальнейшего совершенствования.

В рамках проведённого анализа были систематизированы конструктивные решения по методам герметизации и фиксации в рабочей зоне, также были выявлены дальнейшие тенденции развития внутритрубных устройств для перекрытия потока.

Виды конструкций герметизирующих частей ВПС:

1. Пакер с дисковой механической опорной структурой: конструкция включает сегментированный механический барьер, который расширяется к стенке трубы до расширения эластичного уплотнения. Это предотвращает ползучесть материала уплотнения вследствие воздействия высокого давления со стороны перекачиваемой среды и разгерметизацию при критически больших радиальных зазорах (20% и более) и сверхвысоком давлении (до 153 бар) (патент: WO2023/141246A1).

2. Пакер с плунжерной механической опорной структурой: расположенные радиально подвижные плунжеры, выдвигаются образуя опорное кольцо для уплотнительного элемента, тем самым предотвращается осевое выдавливание уплотнительного элемента (ползучесть) (патент: US4991651A).

3. Пакер со вставками разной жесткости: имеет по крайней мере одну часть, которое может быть выполнено из материала более эластичного, чем остальная часть пакера. Это позволяет лучше деформироваться и адаптироваться, формируя надежный уплотняющий контакт с неровной

внутренней стенкой трубопровода (например, со сварными швами) (патент: EP 2215395B1).

Виды конструкций стопорных частей ВПС:

1. Захваты с геометрией двойных выпуклых дуг: внешняя поверхность захватного элемента имеет форму, обеспечивающую как минимум две отдельные контактные секции (выпуклые дуги). Эта геометрия гарантирует надежный захватный эффект в широком диапазоне внутренних диаметров труб без необходимости смены захватных элементов (патент: WO2008/072975A1).

2. Захваты с контролируемым давлением на внутреннюю стенку трубы: система, где радиальное усилие захвата регулируется путем подбора давления в гидроцилиндрах. Это позволяет обеспечить максимальную силу удержания, не превышая предела текучести стенки трубопровода (патент: US4465104A).

3. Пассивная система захвата: данная система позволяет путем открытия электромагнитного клапана активировать клиновой замок, обеспечивая немедленную блокировку без внешнего гидравлического или электронного управления используя энергию перекачиваемой среды (патент: US10001220B2).

В ходе анализа были выделены тенденции к интеллектуализации внутритрубных устройств. В конструкции современных внутритрубных перекрывающих устройств внедряются сенсорные модули давления, температуры и вибрации, беспроводная телеметрия на основе радиометок и акустических каналов, а также встроенные микроконтроллеры для самодиагностики. Применение современных сенсоров позволяет оптимизировать распределение нагрузок, уменьшить концентрацию напряжений и повысить герметичность при минимальном воздействии на стенку трубы.

Результаты анализа показывают, что ключевыми направлениями совершенствования устройств перекрытия потока являются: повышение надёжности герметизации за счёт композитных и гибридных материалов, а также интеграция систем управления в общие цифровые платформы контроля технического состояния трубопроводов. Применение таких решений создаёт основу для формирования нового поколения «умных» внутритрубных технологий, обеспечивающих высокую безопасность и оперативность ремонта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Borresen K., Laing S. Advances in Smart Plug Isolation for High-Pressure Pipelines // Journal of Pipeline Engineering. – 2023. – Vol. 22, No. 3. – P. 141–152.
2. TDW SmartPlug Isolation Technology Overview. – T.D. Williamson, 2023.
3. STATS Group. Pipeline Isolation Technology Catalogue. – Aberdeen, 2022.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ТРАССАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНСАМБЛЕЙ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

А.С. Шайдуллина

Российский университет дружбы народов, г. Москва

Магистральные трубопроводы являются критически важными объектами инфраструктуры, безопасная эксплуатация которых напрямую влияет на экономическую и экологическую стабильность регионов. Одним из основных факторов, приводящих к авариям, являются геодинамические процессы: оползни, просадки, эрозия склонов. Существующие системы мониторинга часто носят реактивный характер, фиксируя уже произошедшие изменения. В связи с этим актуальной задачей становится разработка методов предиктивного анализа, позволяющих прогнозировать развитие опасных процессов на ранних стадиях.

Для решения задачи прогнозирования геодинамических рисков предложена ансамблевая архитектура, комбинирующая преимущества градиентного бустинга (CatBoost) и экстремального градиентного бустинга (XGBoost). Модели градиентного бустинга успешно применяются в различных прикладных областях, например в классификации сетевых атак, где демонстрируют преимущества перед традиционными методами. Их ключевое достоинство — способность эффективно обрабатывать разнородные данные (числовые, категориальные, бинарные) без сложной предобработки, требуя лишь базового кодирования (например, one-hot encoding). Высокая точность и устойчивость к переобучению обеспечиваются механизмами регуляризации и возможностью выявления сложных нелинейных зависимостей между признаками. В нашем случае данный выбор обусловлен способностью указанных алгоритмов эффективно работать с гетерогенными данными, содержащими пропуски, и автоматически обрабатывать категориальные признаки. Модель анализирует комплекс параметров:

- данные геотехнического мониторинга (инклинометрические измерения, тензометрические данные, пьезометрические уровни);
- результаты дистанционного зондирования Земли (радарная интерферометрия);
- метеорологические данные (количество осадков, температурные режимы);
- исторические данные о деформационных процессах и литолого-морфологические характеристики разреза.

Предобработка данных включает устранение трендов методами сезонной декомпозиции (STL) и нормализацию признаков. Для решения проблемы дисбаланса классов применен метод SMOTE-oversampling.

Верификация модели проведена на исторических данных участка магистрального нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых пород. Качество прогноза оценивалось метриками precision (0.96), recall (0.92) и F1-score (0.94). Модель обеспечивает прогнозирование критических деформаций с заблаговременностью 30 ± 5 суток при пороге срабатывания 15 мм/мес. Перекрестная проверка по блокам (blocked cross-validation) на 5-летнем интервале наблюдений подтвердила испытания.

Для оценки функциональности разработанных в рамках данной работы моделей использованы обезличенные промысловые данные нефтегазосборных сетей трубопроводов компании «Газпромнефть-Хантос». Объектами исследования являются трубопроводы нефтегазосборных сетей и напорные нефтепроводы. Разработанное решение интегрируется в системы предиктивной аналитики нефтегазовых компаний для автоматического планирования превентивных мероприятий, оптимизации ресурсов на обслуживание трасс, снижения эксплуатационных расходов на 15-20% (по результатам пилотных внедрений).

Экономический эффект достигается за счет раннего обнаружения угроз и предотвращения аварийных ситуаций.

Применение ансамблей моделей машинного обучения позволяет перейти от реактивного к предиктивному управлению геодинамическими рисками. Дальнейшее развитие работы предполагает расширение перечня анализируемых параметров и адаптацию модели для различных геологических условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Садыков А.Ф., Мухаметзянов Б.И., Черняк М.В., Батрашкин Д.В., Абдуллаев Р.А., Гимазетдинов Р.Ф., Саттаров У.М. Разработка и применение инструмента прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов с использованием методов машинного обучения. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2): С 132-143.
2. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 327 с.
3. Ляпичев Д.М., Андреев Д.И., Адмакин М.М. Применение машинного обучения в диагностической модели системы мониторинга технологических трубопроводов. Труды российского государственного университета нефти и газа имени Губкина. 2025; 1 (318): С 140-151.
4. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритручными дефектоскопами / Под ред. АК «Транснефть». М.: Транспресс, 1997; 32.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДЕГРАДАЦИИ ВЕЧНОМЁРЗЛЫХ ГРУНТОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ПОДЗЕМНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Н.В. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа,

Основная проблема - потеря устойчивости проектного положения трубопровода вследствие протаивания грунтового основания из-за теплового воздействия от трубы с «теплой» нефтью и глобального изменения климата. Для обеспечения устойчивости трубопровода в таких условиях предлагается комплексный подход, включающий:

- 1) детальный анализ инженерно-геокриологических условий трассы с прогнозированием скорости деградации ВМГ на весь жизненный цикл объекта;
- 2) совершенствование методики расчета несущей способности основания трубопровода с учетом совместной работы системы «труба-стабилизирующее устройство-талый грунт-мёрзлый грунт».

Внедрение предложенных решений позволяет получить следующие результаты:

- 1) стабилизация температурного поля грунтового основания, что подтверждается данными математического моделирования и натурных наблюдений;
- 2) снижение величины и неравномерности осадок трубы на 40-60% по сравнению с традиционной прокладкой, что предотвращает возникновение критических изгибающих моментов;
- 3) повышение общей надежности и безопасности трубопроводной системы в условиях деградации ВМГ, что напрямую снижает экологические и экономические риски.

Проведенное исследование доказывает, что обеспечение устойчивости подземных нефтепроводов в зоне распространения вечномёрзлых грунтов требует учета их динамической природы. Предложенный комплексный подход, позволяет адаптировать проектные решения к меняющимся климатическим условиям и гарантировать долговечную и безаварийную эксплуатацию объекта. Перспективным направлением дальнейших исследований является интеграция данных мониторинга в цифровые двойники трубопроводов для прогнозного управления их состоянием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Грузин, А.В. Грунтовые среды в условиях статистического и динамического нагружения: монография / А.В. Грузин, В.В. Грузин, Э.А. Абраменков. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2009. – 140 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕГРАДАЦИИ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

К.В. Юшманов, УГТУ, г. Ухта

Подземные трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии с применением пассивных (использование изоляционных покрытий) и активных (протекторная, электродренажная и катодная защита) методов. Станции катодной защиты (СКЗ), устанавливаемые на трубопроводы с заводским изоляционным покрытием, обладают малой энергоэффективностью, что обусловлено консервативным подходом к определению защитных свойств изоляционных покрытий на стадии проектирования.

Ввиду длительной эксплуатации трубопроводов (порядка 30-50 лет), при расчете параметров СКЗ необходимо закладывать прогнозные значения переходного сопротивления изоляции на конечный момент эксплуатации.

Основным параметром, характеризующим ухудшение защитных свойств изоляционного покрытия, является коэффициент γ . Данный коэффициент используется в прогнозировании переходного сопротивления изоляции и существенно влияет на расчетные значения параметров СКЗ. Уточнение значения коэффициента γ на основе накопленных данных об эксплуатационных характеристиках защитных покрытий и корректировка нормативно-технической документации (НТД) позволят повысить энергоэффективность проектируемых СКЗ.

В работе проведено исследование фактической скорости деградации изоляционного покрытия на примере участка магистрального трубопровода с заводским полиэтиленовым покрытием. На основании данных периодических электроизмерений было рассчитано сопротивление изоляционного покрытия участка магистрального газопровода. Выполнено сравнение полученных расчетных величин с прогнозными значениями переходного сопротивления изоляции трубопровода согласно теоретической зависимости изменения переходного сопротивления защитных покрытий во времени.

Результат сравнения расчетных и прогнозных значений сопротивления защитного покрытия трубопровода с течением времени представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Результат сравнения реальных и прогнозных значений сопротивления защитного покрытия трубопровода с течением времени в период с 2015 по 2023 гг.

Полученный результат сравнения подтверждает исходную гипотезу о необходимости усовершенствования НТД и говорит о целесообразности дальнейших исследований по уточнению коэффициента, характеризующего скорость деградации защитных свойств изоляции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александров, Ю. В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов / Ю. В. Александров, Р. В. Агиней. – СПб.: «Недра», 2012. – 394 с.
2. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Москва: Стандартинформ, 1998. – 45 с.
3. Патент РФ RU 2469238, МПК F16L 58/00. Способ оценки технического состояния изоляционного покрытия подземного трубопровода / Агиней Р.В., Кузьбожев А.С., Александров Ю.В., Юшманов В.Н., Бурдинский Э.В.; заявитель и патентообладатель: ООО «Газпром трансгаз Ухта». – №2011122187/06; Заявл. 31.05.2011; Опубл. 10.12.12, Бюл. №34.

БОРЬБА С ПАРАФИНИСТЫМИ ДОННЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В РЕЗЕРВУАРЕ

Г.А. Янбухтина, УГНТУ, Уфа

В процессе эксплуатации резервуаров для хранения нефти наблюдается противоречивый эффект: сразу же после приема или прохождения скребков, устройств, предназначенных для очистки внутренней полости магистральных трубопроводов от парафинсодержащих, твердых, смолистых отложений, в резервуаре заметно увеличивается объем осадка. После приема в обязательном порядке производится размыв донных отложений, который включает в себя заполнение емкости до необходимого уровня, работу УРДО и откачку образовавшейся смеси. В большинстве случаев наблюдается увеличение объема парафинсодержащих осадков, тем самым заставляет сомневаться в эффективности проведения мероприятий.

Если в резервуаре уже были отложения, то гидравлический удар и турбулентность, вызванные быстрым поступлением нефти после прохождения скребка, могут разрушить верхние слои осадка, перемешать их и создать временное увеличение объема взвеси, которая затем оседает в виде более рыхлого, но объемного слоя.

Таблица 1 – Эффективность работы УРДО

Дата	Производительность перекачки, м ³ /ч	До размыва		После размыва		Разница, мм
		Твердые д/о, мм	Жидкие д/о, мм	Твердые д/о, мм	Жидкие д/о, мм	
Январь	140	202	439	219	349	-17
Январь	154	219	349	114	369	105
Февраль	116	248	399	257	399	-9
Февраль	210	228	379	199	374	29
Март	151	184	209	144	299	40
Март	141	144	299	182	200	-38
Апрель	181	189	200	109	199	80
Апрель	153	109	199	104	200	5
Апрель	131	104	200	114	429	-10
Май	205	99	390	59	390	40
Май	127	59	390	89	199	-30
Июнь	190	99	199	89	194	10
Июнь	159	109	199	149	399	-40
Июль	202	177	399	14	299	163
Июль	111	89	249	159	329	-70
Август	88	14	299	49	199	-35
Август	251	49	199	39	299	10

Также причиной роста может стать недостаточная производительность откачки. В таблице 1 приведены средние значения производительности откачки,

высота твердых и жидких твердых отложений до и после размыва, и разница твердых отложений.

С увеличением производительности откачки наблюдается и повышение эффективности размыва донных отложений. В летний период наблюдается уменьшение осадка.

Отсутствие фильтров-грязеуловителей перед резервуарным парком в свою очередь может привести к увеличению объема донных отложений. В результате вся твердая и вязкая фаза, поступающая с потоком, попадает напрямую в основной объем, оседая на дне.

Таким образом, для решения проблемы можно применить следующие мероприятия:

- использование емкостей, для принятия первых, более загрязненных партий;
- увеличение производительности откачки, регулированием режима перекачки;
- устройство дополнительного оборудования перед резервуаром.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Khuramshina, R.A. Studies of the Use of Ultrasonic Equipment for the Removal of Asphalt-Resin Paraffin Deposits at Oil and Gas Transport and Storage Facilities / R.A. Khuramshina, V.I. Muratova // Materials Science Forum. – 2022. – Т. 1055. – С. 398–405. – DOI: 10.4028/www.scientific.net/MSF.1055.398.
2. Хурамшина, Р.А. Исследование структурно-группового состава асфальтосмолопарафиновых отложений с целью определения рационального и эффективного выбора методов удаления / Р.А. Хурамшина, А.Р. Валеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2023. – № 1. – С. 11–16.
3. Хурамшина Р.А. Применение ультразвукового воздействия для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Р.А. Хурамшина, А.Р. Валеев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 45–50.

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ КАТАСТРОФИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В УСЛОВИЯХ КВАЗИМГНОВЕННОГО ДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ

Б.Л. Яруллин, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа

Резервуары вертикальные стальные (РВС), особенно с длительным сроком эксплуатации (свыше 20 лет), являются объектами повышенного риска. Существующие методы оценки их надежности часто носят детерминированный характер и не учитывают сочетанное воздействие длительно развивающихся деградиационных процессов (коррозия, осадки фундаментов, усталость) и кратковременных динамических нагрузок (взрыв, сейсмические воздействия). Это затрудняет адекватную оценку вероятности перехода от квазистационарного состояния к катастрофическому квазимгновеному разрушению, что подтверждается анализом статистики аварий [1].

В качестве объекта исследования выбран типовой резервуар РВС-20000, находящийся в длительной (свыше 25 лет) эксплуатации в условиях умеренно-агрессивной среды. Исходные данные для моделирования (геометрия, свойства стали, статистика по дефектам) получены из архивов диагностики предприятия. Параметры коррозионного износа и осадок фундамента задавались на основе натурных обследований аналогичных объектов. В работе предложена комплексная методология оценки вероятности катастрофического разрушения РВС, интегрирующая анализ исходных дефектов и динамического отклика конструкции. Методология основана на последовательном применении детерминированного и вероятностного подходов [2].

На первом этапе формируется расчетная модель резервуара, учитывающая исходные дефекты, снижающие его несущую способность:

- Геометрические несовершенства, вызванные осадками основания и фундамента, приводящие к изменению формы и перераспределению напряжений;
- Коррозионный износ стенки, кровли и днища, уменьшающий расчетную толщину элементов;
- Наличие начальных трещиноподобных дефектов в зонах концентрации напряжений (сварные швы, узлы крепления).

На втором этапе выполняется конечно-элементное моделирование (МКЭ) динамического отклика деградировавшей конструкции на кратковременные импульсные воздействия. Модель учитывает нелинейные свойства материала, включая деградацию характеристик прочности и вязкости при высоких скоростях деформирования. Для оценки возможности хрупкого разрушения используется модифицированный критерий, учитывающий динамическую вязкость разрушения.

На третьем этапе проводится вероятностный анализ. Критические параметры (уровень коррозии, величина осадки, размер дефектов, механические

свойства материала, характеристики динамической нагрузки) задаются как случайные величины с определенными законами распределения [3].

Верификация методологии проведена для резервуара РВС-20000. Анализ чувствительности показал, что на вероятность динамического разрушения наиболее значительно влияют остаточная толщина стенки (коррозия), величина начального дефекта и уровень динамической нагрузки.

Таблица 1 – Влияние технического состояния эксплуатируемого резервуара (25 - 30 лет) на вероятность динамического разрушения (сценарий "Взрывная волна")

Условное категория состояния	Фактическое состояние (на основе диагностики)	Во сколько раз риск выше, чем для «Хорошего» состояния
Удовлетворительное	Хорошее, незначительная коррозия, деформации в пределах нормы (остаточная толщина стенки - 16 мм)	- (база для сравнения)
Отклонение от нормы (требуется мониторинг)	Заметный коррозионный износ, начальная осадка фундамента (остаточная толщина стенки - 14 мм)	В 7 раз
Неудовлетворительное (требуется ремонт)	Сильная коррозия, значительные геометрические искажения (остаточная толщина стенки - 12 мм)	В 34 раза

Как видно из таблицы 1, переход от состояния "Хорошее" к состоянию "Заметный коррозионный износ" приводит к увеличению вероятности разрушения более чем в 7 раз (анализ проводился методом Монте - Карло). Это подтверждает гипотезу о том, что именно исходное техническое состояние, а не только мощность внешнего воздействия, является определяющим фактором риска. Наибольший вклад в рост вероятностного разрушения вносит уменьшение толщины стенки, так как оно напрямую влияет на изгибную жесткость поясов оболочки [2, 3].

Результаты демонстрируют, что учет исходного технического состояния резервуара критически важен для корректной оценки риска. Разработанная методология позволяет количественно оценить вклад каждого деградиационного фактора в общий риск катастрофы. Это создает научную основу для обоснования решений по продлению срока службы РВС на период износа и старения, разработки адресных планов диагностики и ремонтов, направленных на устранение наиболее критичных с точки зрения динамической прочности дефектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ статистики аварий с резервуарами вертикальными стальными / Обзор. – Трубопроводный транспорт, 2022, №4. – С. 34-39.
2. Петров А.И., Сидоров Б.К. Надежность вертикальных стальных резервуаров при продлении срока службы. – М.: Недра, 2023. – 228 с.
3. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. — М.: Стандартинформ, 2016.

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО
ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

ОБОСНОВАНИЕ ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, СНИЖАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ГРУНТА

А.М. Батыров¹, И.А. Шаммазов²

¹ЮГУ, г. Ханты-Мансийск, ²СПГУ, г. Санкт-Петербург

При строительстве нефтегазопроводов на многолетнемерзлых грунтах традиционные опоры теряют свою устойчивость, поскольку повышаются выдергивающие силы свай. Потеря устойчивости влияет на проектное положение трубопроводов, что приводит к экологическим ущербам, человеческим жертвам и экономическим потерям [1]. На данный момент альтернативным вариантом опор при морозном пучении является сваи с термостабилизаторами грунта. Недостатками термостабилизаторов являются их неустойчивость, в связи с тем, что они сильно подмораживают грунт, тем самым увеличивается давление, оказываемое морозным пучением на опоры, и дорогостоящее обслуживание. Так на примере Трансаляскинского нефтепровода эксплуатация термостабилизаторов привела к авариям [2].

Определим напряжения на линейном участке для надземного магистрального газопровода с диаметрами 1420 мм, 1020 мм, при понижении температуры грунта в интервале от $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, с учетом применяемых опор. Определены максимальные напряжения на трубопроводах в случае морозного пучения грунта, с учетом выбранных опор, расчета допустимых нагрузок на трубопроводах, температур и типов грунтов (рисунок 1) [3].

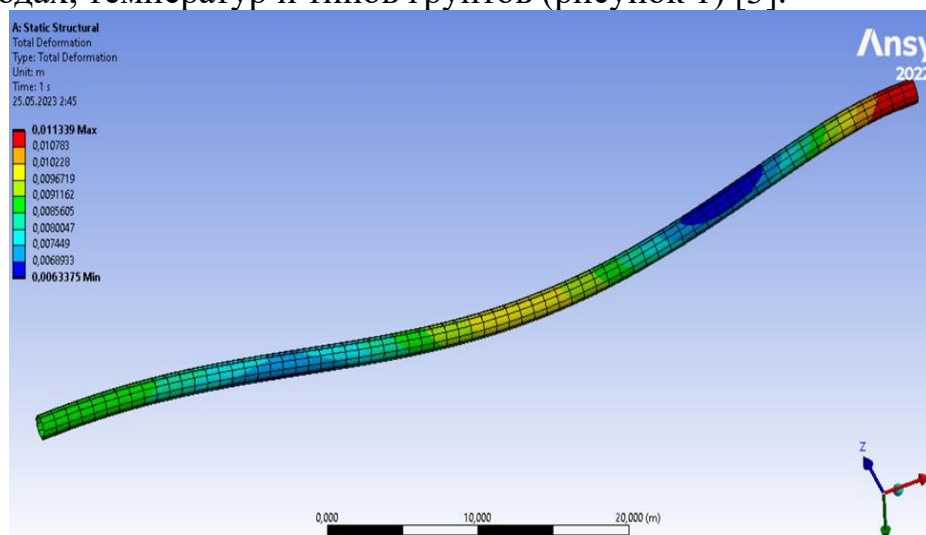
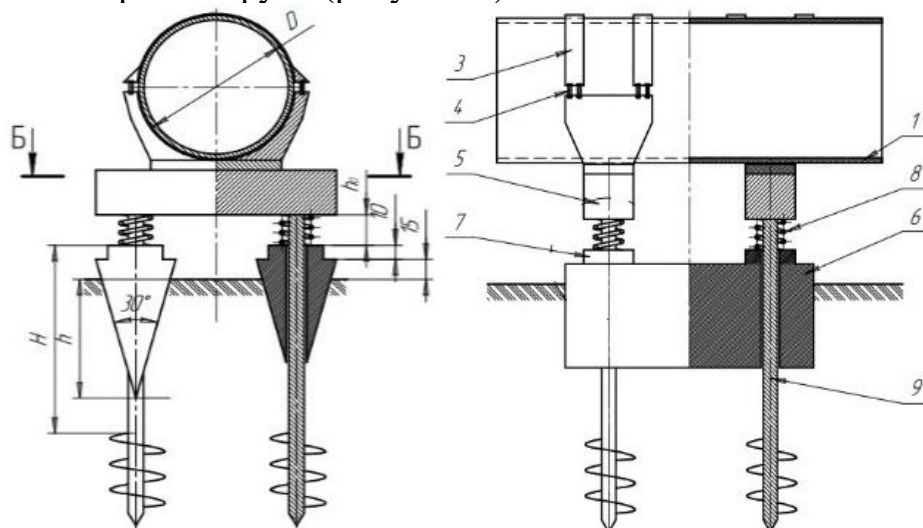


Рисунок 1 – Модель прогиба газопровода диаметром 1420 мм, толщина стенки 19 мм, длина пролета 60 м, нагрузка трубопровода 590 кН, температура грунта $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, тип грунта - суглинок, при условии применения традиционной опоры

Данное моделирование демонстрирует изгиб трубопровода из-за смещения традиционной опоры на одном конце участка трубопровода при воздействии сил морозного пучения грунта. Также по всей длине трубопровода видно на какое расстояние изогнется трубопровод. Максимальный изгиб обнаружен на участке фиксации опоры выделено красным цветом, где прогиб более 10 см.

Предложенная конструкция опоры повышает эксплуатационную надежность трубопроводов за счет снижения опасных напряжений на трубопроводе и сокращения частых инспекций надземных переходов магистральных трубопроводов в процессе их работы.

Для исключения возможности смещения свай опоры и возникновения разрывов в надземных трубопроводах, вызванных морозным пучением, предлагается установка железобетонной плиты с клиновидной нижней частью, заглубленной в мерзлый грунт (рисунок 2).



1 – трубопровод; 2 – ложемент; 3 – полухомут; 4 – болтовое соединение;
5 – стол ростверк; 6 – опорная плита; 7 – шайба; 8 – демпфер; 9 – винтовая свая

Рисунок 2 – Схема разработанной опоры в разрезе

В ходе численных исследований выявлено, что максимальные снижения изгибающих напряжений достигаются за счет применения разработанных опор в 10 раз. По результатам данного исследования установлено, что использование перспективных конструкций опор позволяет надежно фиксировать ось трубопровода на проектных отметках, что значительно уменьшает риски потери устойчивости и возникновения недопустимых деформаций трубопровода для проектирования надземных нефтегазопроводов на Крайнем Севере в условиях морозного пучения грунта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гумеров, А.К. Определение и прогнозирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом изменений грунта в процессе эксплуатации / А.К. Гумеров, Р.М. Каримов, Р.М. Аскарлов // Наука и техника трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. – №10(4). – С. 372-378.
- 2 Шаммазов, И.А. Обеспечение устойчивости надземных магистральных трубопроводов в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород / И.А. Шаммазов, Д.И. Сидоркин, А.М. Батыров // Известия Томского политехнического университета. - 2022. - № 12.
- 3 Study of the effect of cutting frozen soils on the supports of above-ground trunk pipelines / I. A. Shammazov, A. M. Batyrov, D. I. Sidorkin, T. Van Nguyen // Applied Sciences 2023. Vol. 13. 3139. – 2023. – Vol. 13. – P. 1 – 18. DOI: 10.3390/app13053139.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НАДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ ДЕФЕКТА

А.Н. Бутовка
АО ВНИИСТ, г. Москва

Значительное количество магистральных надземных газопроводов в регионах Крайнего Севера эксплуатируется сверх проектного срока службы (35-45 лет). Поддержание безопасной и надежной эксплуатации данных объектов является важной и актуальной задачей [1]. Статистика отказов указывает, что доминирующими причинами повреждений являются дефекты геометрии трубы (51%), такие как вмятины и гофры, а также механические повреждения (35%) [2]. При этом коррозионные дефекты практически отсутствуют (2,5%), что объясняется особенностями условий эксплуатации [3]. Существующие методики оценки остаточного ресурса зачастую не учитывают в полной мере влияние геометрических дефектов на несущую способность, что определяет актуальность задачи по разработке новых подходов к определению долговечности надземных газопроводов [4].

Исследование выполнено с помощью моделирования методом конечных элементов в программном комплексе Structure3D. Рассматривался участок трубопровода диаметром 720 мм с геометрическим дефектом типа "вмятина". Анализ проводился в условиях статической прочности с учётом всех эксплуатационных нагрузок, включая внутреннее давление, температурные воздействия и ветровые нагрузки, характерные для условий Крайнего Севера. Материал трубы - сталь класса прочности K56.

Так, на рисунке ниже приведен пример расчета газопровода диаметром 720 мм с вмятиной размерами 250x15x18 мм с внутренним рабочим давлением 5,5 МПа и 4,0 МПа.

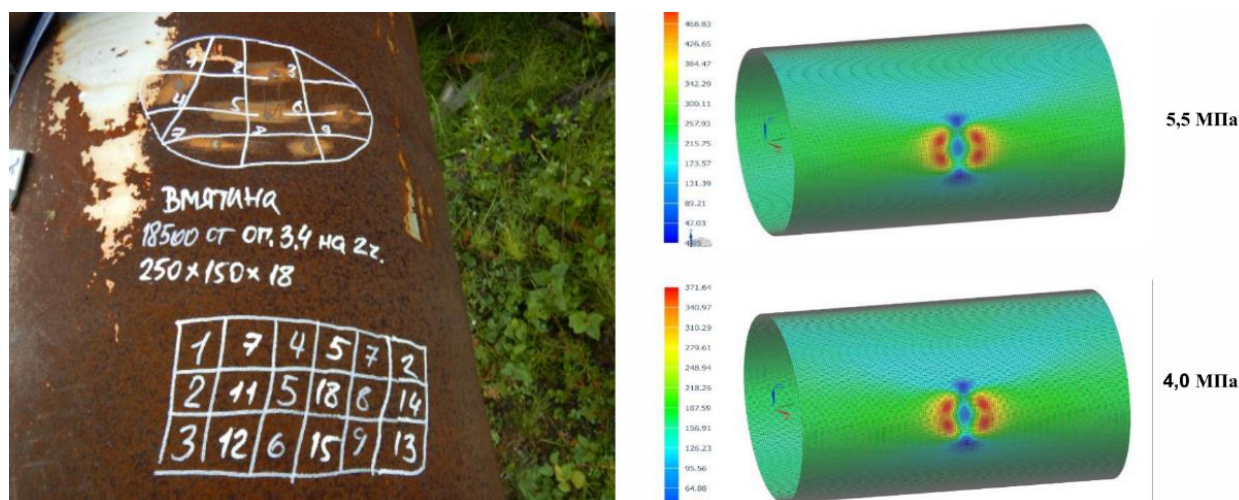


Рисунок 1 – Пример расчета газопровода с геометрическим дефектом вмятина

Результаты моделирования показали значительную концентрацию напряжений в зоне геометрического дефекта. Было установлено, что при внутреннем давлении 5,5 МПа максимальные напряжения в зоне вмятины достигают 412 МПа, что превышает допустимое значение 373 МПа, рассчитанное по СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Снижение давления до 4,0 МПа позволило уменьшить максимальные напряжения до 345 МПа, что обеспечило выполнение условия прочности.

Проведенный анализ демонстрирует, что наличие даже одиночного геометрического дефекта может существенно ограничивать максимально допустимое рабочее давление трубопровода.

Полученные результаты подтверждают необходимость учёта геометрических дефектов при определении максимально допустимого рабочего давления. Разработанный подход позволяет количественно оценить снижение несущей способности и установить обоснованное значение давления, обеспечивающее безопасную эксплуатацию. Для надземных газопроводов с длительным сроком эксплуатации рекомендуется проведение детального анализа напряженно-деформированного состояния в зонах выявленных дефектов с последующей корректировкой рабочих параметров. Дальнейшие исследования планируется направить на разработку специализированной методики оценки остаточного ресурса надземных газопроводов с учетом взаимодействия различных дефектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Потапов Б.В. и др. Управление риском аварий на объектах трубопроводного транспорта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. - 2023. - № 3(85). - С. 14-29.
2. Васильев Г.Г., Бутовка А.Н. Сравнительный анализ причин отказов подземных и надземных трубопроводов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2024. - № 2(140). - С. 62-66.
3. Исследование возможности эксплуатации надземных стальных трубопроводов без повторного нанесения антикоррозионной защиты в условиях Крайнего Севера / Д. А. Кретов, А. Н. Бутовка, Е. В. Сангинова [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 4(86). – С. 9-16. – EDN PGJDXU.
4. Бутовка А.Н. О методах планирования долговечности трубопроводов в надземном исполнении // Трубопроводный транспорт: теория и практика. - 2022. - № 2(82). - С. 16-20.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НОРМАТИВНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ РАСЧЕТОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Г.Г. Васильев, И.А. Леонович

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Проведенное комплексное исследование выявило системные проблемы в нормативно-технической базе, регламентирующей прочностные расчеты морских трубопроводов в Российской Федерации. Установлено, что текущее нормативное поле характеризуется значительной фрагментацией и наличием параллельно действующих, зачастую противоречащих друг другу документов: национальных стандартов (СП 378.1325800.2017, ГОСТ Р 54382-2021), ведомственных правил Российского морского регистра судоходства (НД №2-020301-007) и международных стандартов (DNV-ST-F101, API RP 1111).

Критическим недостатком базового документа – СП 378.1325800.2017 «Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства» – является наличие ошибки в расчетной формуле для определения толщины [1] стенки, что делает его практическое применение невозможным. Предложенное разработчиками Изменение №1, не утвержденное на момент исследования, использует чрезмерно консервативный коэффициент надежности (1,9), не дифференцированный по типам трубопроводов, что приводит к значительному завышению толщин стенок по сравнению с международными практиками.

Таблица 1 – Сравнительный результат расчета толщины стенки проекта морского газопровода

Нормативная методика	Минимальная расчетная толщина стенки, мм	Расчетная толщина стенки с учетом коррозионного износа, мм
Формула Барлоу	38,7	–
Формула Ламе	37,4	–
СП 378.1325800.2017 ¹	–	–
Изменение №1 к СП 378.1325800.2017	64,45	67
НД №2-020301-007	57,19	60
DNV-ST-F101	48,06	53
API RP 1111	49,3	53

Сравнительный расчет для типового глубоководного участка магистрального газопровода (давление 35 МПа, диаметр 1067 мм, глубина 1500 м) показал существенный разброс результатов: проект Изменения №1 к СП 378 дает толщину 67 мм, правила Регистра – 60 мм, тогда как международные стандарты DNV-ST-F101 и API RP 1111 – 53 мм. Применение консервативных национальных методик ведет к перерасходу металла до 1500 тонн на 100 км трассы и росту капитальных затрат на 5-7%.

Дополнительными проблемами являются отсутствие единой терминологии, игнорирование фактора гидростатического давления на глубине, унифицированные коррозионные припуски, не учитывающие агрессивность

транспортируемой среды, что создает риски повторения аварийных ситуаций, аналогичных инцидентам на месторождении «Кашаган».

Реформа технического регулирования 2024-2025 годов, предусматривающая создание реестра обязательных требований, создает как риски (при некритичном копировании ошибочных положений СП 378.1325800.2017), так и возможности для гармонизации с международными стандартами [2].

Несмотря на то, что крупномасштабного строительства морских трубопроводов в России на сегодняшний день не ведется, реализация морских нефтегазовых проектов шельфа является важнейшим вызовом для экономики России, необходимость строительства шельфовых и глубоководных трубопроводов транспорта нефти и газа ставит перед отраслью значительное количество технически сложных и уникальных задач, реализация которых тесно связана с наличием в нашей стране опыта, технологий и кадров, формализованных в виде нормативных документов различного уровня [3-5].

В качестве первоочередной меры предлагается создание рабочей группы с участием Ростехнадзора, Российского морского регистра судоходства, ведущих научных и проектных организаций для исправления ошибок в СП 378.1325800.2017 и адаптации принципов расчета по предельным состояниям из DNV-ST-F101 и API RP 1111 к российским условиям. Это позволит обеспечить технологический суверенитет, повысить конкурентоспособность отечественных компаний и безопасность освоения морских месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ методик проведения расчета толщины стенки морских трубопроводов в соответствии с существующими нормативными документами / Шепилев А.А. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2021. № 2 (78). С. 49-55;
2. О состоянии нормативного регулирования безопасности промысловых трубопроводов / Васильев Г.Г., Сенцов С.И., Леонович И.А. // Безопасность труда в промышленности. 2017. № 4. С. 28-33;
3. Исследование влияния коэффициентов надежности на расчетные толщины стенок магистральных трубопроводов нефти и газа / Васильев Г.Г., Леонович И.А. // Безопасность труда в промышленности. 2018. № 1. С. 5-13;
4. Коэффициенты надежности в расчетах толщин стенки промысловых трубопроводов / Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 6 (64). С. 49-55;
5. Ретроспективный анализ методологии прочностных расчетов магистральных трубопроводов / Васильев Г.Г., Леонович И.А. // Газовая промышленность. 2019. № 7 (787). С. 78-86.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ПО МЕТОДУ «ТРУБА В ТРУБЕ» ДЛЯ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В ANSYS

М.В. Гайнелянов

УГНТУ, г. Уфа

Более 70-80% всех технологических трубопроводов в России изолированы с применением минеральной ваты [3]. Благодаря большому диапазону температуры и экономической эффективности данный метод теплоизоляции широко применяется и по сей день [1].

Основными проблемами данного вида теплоизоляции являются:

- недолговечность теплоизоляционного материала из-за свойств гигроскопичности минеральной ваты;
- после вскрытия становится не пригодной для повторного использования, так как нарушается герметичность изоляции;
- содержание стекловаты в составе материала, что затрудняет обслуживание и диагностику, так как необходима дополнительная защита персонала при проведении данных работ [2].

Наличие, выше указанных проблем, послужило причиной для разработки новых конструкторских решений для их устранения. Разработка представляет собой новую технологию по методу “труба в трубе”.

Принцип заключается в следующем:

- использование воздуха в качестве заполняющего теплоизоляционного материала для межтрубного пространства;
- использование защелок для скрепления металлических листов изоляции между собой.

Не считая вакуум, воздух имеет наименьшую теплопроводность из всех известных веществ, что обуславливает целесообразность его применения в качестве заполняющего материала по сравнению с другими (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнительная характеристика различных теплоизоляционных материалов

Наименование материала	Рабочая температура, °С	Срок эксплуатации, лет	Теплопроводность, Вт/м · К
Воздух	-173...+97	-	0,009-0,03
Пенополиуретан	-160...+150	20	0,019-0,03
Минеральная вата	-40...+120	5	0,052-0,058
Пенополистирол	-100...+80	15	0,04-0,06

Целью информационной модели в ANSYS является моделирование влияния температуры трубопровода для оценки теплопроводящих свойств и эффективности новой теплоизоляционной конструкции типа "труба в трубе". Расчет проводится в модуле ANSYS Steady State Thermal, модель построена в КОМПАС–3D методом сборки. Моделирование прослойки воздуха в среде ANSYS Mechanical невозможно, поэтому в качестве альтернативы строится дополнительное тело в межтрубном пространстве и задается характеристиками воздуха (плотность, теплопроводность) (рисунок 1).

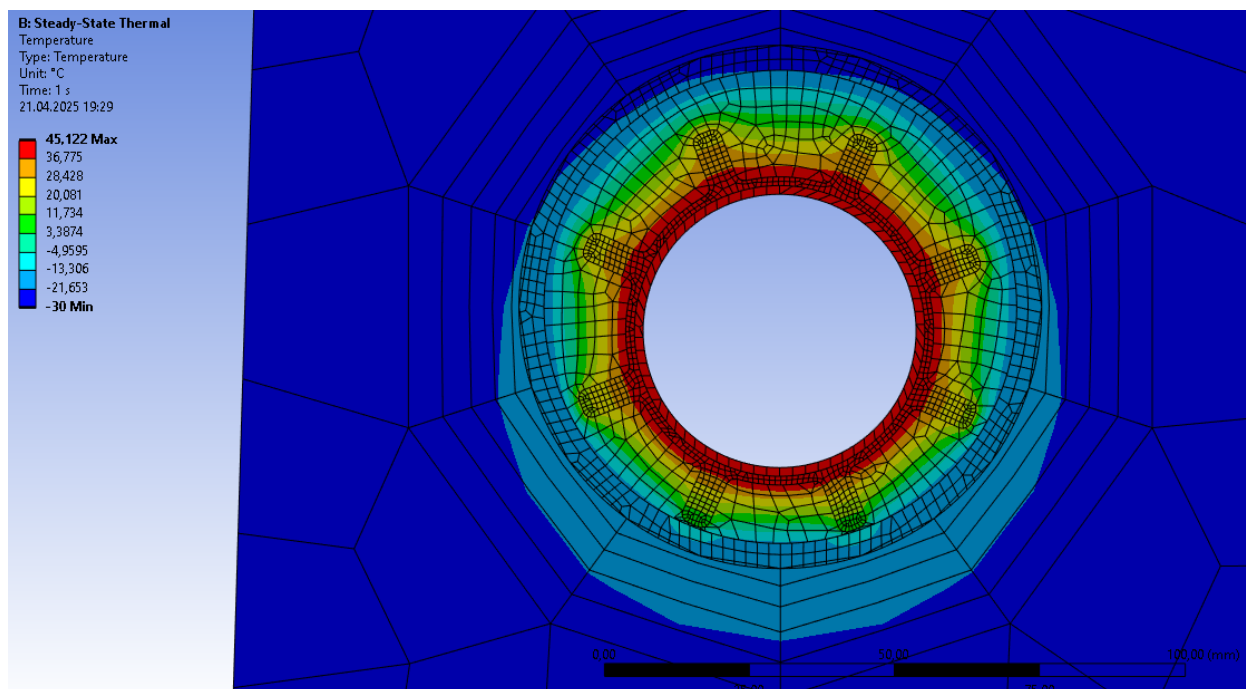


Рисунок 1 – Поля распределения температуры модели трубопровода

Корректность модели подтверждается экспериментальным методом для возможности дальнейшего анализа эксплуатационных трубопроводов.

В заключение следует отметить, что данная технология является универсальной и может применяться не только для технологических, но и при эксплуатации магистральных и промысловых трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тавастшерна, Р. И. Изготовление и монтаж технологических трубопроводов / Р. И. Тавастшерна. М., Стройиздат, 1986. 286 с.
2. Севастьянов, М. И. Ремонт и эксплуатация технологических трубопроводов в химической, нефтяной и газовой промышленности / М. И. Севастьянов. М., Стройиздат, 1966. 244 с.
3. Павлов Д.А., Шайбаков Б.Р., Шингаркина О.В. Определение минимально допустимой толщины стенки нефтепровода при капитальном ремонте трубопровода с подъемом / П. А. Павлов, 2020. С.32-35.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СВОЙСТВ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ

А.А. Галимова, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа

Внедрение композитных материалов в конструкцию технологических трубопроводов представляет собой одно из ключевых направлений модернизации инфраструктуры в нефтегазовой отрасли. Это обусловлено необходимостью одновременного повышения надежности, долговечности и экономической эффективности трубопроводных систем, работающих в условиях воздействия агрессивных сред [1].

Основной целью данного исследования являлось комплексное обоснование применения композитных материалов для технологических трубопроводов на основе анализа их механических свойств, оценки экономического эффекта и определения оптимальных конструктивных параметров.

В ходе работы были детально изучены характеристики и структура полимерно-армированных труб, используемых в технологических нефтепроводах. Для достижения поставленной цели был успешно решен ряд последовательных задач.

1. Проведен аналитический обзор современных композитных материалов, оценен потенциал их применения в технологических трубопроводах и выявлены перспективы их использования в среднесрочной перспективе.

2. Выполнено исследование эффективных эксплуатационных свойств полимерно-армированных материалов. По итогам работы определены ключевые параметры, напрямую влияющие на эффективность трубопроводов: установлено, что угол армирования в 70° обеспечивает минимальные эквивалентные напряжения; шаг намотки армирующих нитей, равный 2 мм, гарантирует минимальное напряжение в стенках трубы; а оптимальный диаметр нитей составляет 2 мм, при котором также наблюдаются наименьшие эквивалентные напряжения.

3. Разработана и верифицирована численная модель участка технологического трубопровода, позволившая провести детальный анализ его напряженно-деформированного состояния при эксплуатационных нагрузках. В результате расчета получены точные значения эквивалентных напряжений, возникающих в конструкции трубопровода и его отдельных элементах.

Ожидается, что сформулированные в исследовании выводы и рекомендации будут способствовать повышению эффективности и расширению сферы применения композиционных материалов в нефтегазовой отрасли, в частности, в системах технологических трубопроводов, что в конечном итоге позволит повысить их надежность и снизить эксплуатационные затраты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глазков А.С., Гарифуллин А.А., Фассахов М.А., Насибуллин Т.Р., Гулин Д.А. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 40-45.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ

Л.А. Гимадеева, В.А. Коннов, Л.Е. Землеруб

Самарский государственный технический университет, г. Самара

В связи со случаем, который произошел с нефтепроводом «Дружба», когда транспортировалась нефть ненадлежащего качества, что повлекло большие экономические потери, вновь стала актуальна проблема автоматизации показателей качества нефти. В состав существующих систем измерений качества и количества нефти (СИКН) входит блок измерений качества (БИК), который позволяет производить автоматический отбор проб на потоке и измерение таких параметров как плотность, вязкость, температура, содержание воды и серы. Однако, в данный момент не происходит автоматическое определение содержания механических примесей и хлористых солей в нефти на потоке.

Основным документом в нефтяной отрасли является ГОСТ 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия». ГОСТ делит нефть на: классы, типы, группы и виды. Данный ГОСТ регламентирует следующие показатели качества нефти: плотность, температуру, содержание серы, массовую долю воды, содержание хлористых солей, массовую долю механических примесей [1]. Показатели качества нефти определяются при помощи анализа проб нефти в химико-аналитических лабораториях или специальными приборами непосредственно на потоке в трубопроводе с помощью системы измерения количества и качества нефти (СИКН).

В данной работе предлагается разработать и ввести в состав блока измерений качества (БИК) дополнительную систему приборов, совмещающую автоматическое измерение показателей балласта (вода, механические примеси, хлористые соли), что даст возможность, после получения в блоке измерения качеств (БИК) массы брутто, автоматически вычислить массу балласта и массу нетто нефти. А также добиться снижения влияния человеческого фактора и времени производства операций определению показателей качества нефти.

Методы определения механических примесей: стандартный метод и метод центрифугирования. Сущность стандартного метода заключается в фильтровании испытуемых продуктов и определении массы механических примесей, задержанных фильтром. Для облегчения процедуры фильтрования пробу предварительно растворяют в бензине или толуоле и подогревают. Сущность метода центрифугирования заключается в разделении в поле центробежных сил жидких дисперсных систем с частицами размером более 100 нм. Его используют для выделения составляющих фаз (жидкая - фугат или фильтрат, твердая - осадок) из двухкомпонентных (суспензии, эмульсии) и трехкомпонентных (эмульсии, содержащие твердую фазу) систем.

Так как целью работы является определение балласта в нефти были изучены стандарты, одним из которых является ASTM D 4007, для определения содержания воды и осадка в сырой нефти с помощью центрифуги. В данном стандарте указывается, что путем центрифугирования появляется возможность

выделения воды и осадка [2]. Нами были проведены опыты по определению содержания механических примесей, стандартными методами и предлагаемым методом центрифугирования. Расхождение между результатами ASTM D 4007 и стандартными методами незначительно, (0,02%). Данный метод определения содержания воды и механических примесей в нефти можно считать применимым.

Так как мы не можем установить центрифугу на поток, нами был рассмотрен альтернативный вариант: трикантер (рисунок 1). Трикантер – представляет собой емкость для осаждения частиц с вращающимся шнеком. Под действием силы тяжести твердые частицы, более тяжелые чем жидкость, оседают на дно емкости, образуя осадочный слой. Основным отличием от декантера является отдельный отвод двух жидкостей: тяжелая жидкая фаза отводится под давлением через регулируемый импеллер. Более легкая жидкая фаза сливается самотеком.

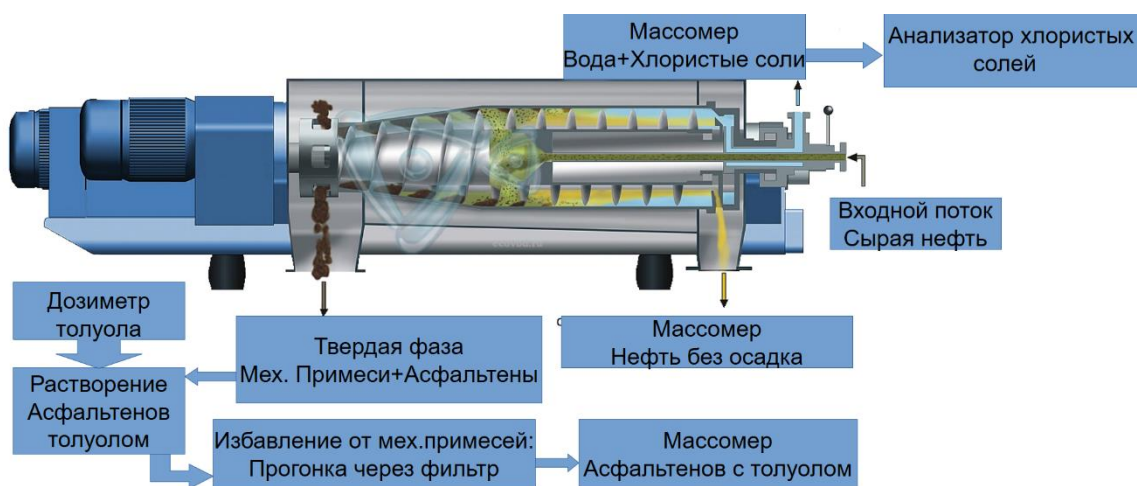


Рисунок 1 – Схема трикантера

Нефть, проходя через пробозаборное устройство, попадает на фильтры, затем проходит через плотномеры, влагомеры, анализаторы серы и хлористых солей и попадает в трикантер, где нефть разделяется. На первой линии выводится вода с хлористыми солями, на второй - твердая фаза, растворяется толуолом, измеряется масса, далее смесь проходит очистку от механических примесей каскадом барабанных фильтров. Данные со всех приборов также поступают на электронно-вычислительную машину, благодаря чему уже можно подсчитать балласт нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- ГОСТ 51858-2020 Нефть. Общие технические условия.
- ASTM D 4007-2016 Стандартный метод определения содержания воды и осадка в сырой нефти методом центрифугирования (лабораторная процедура).

ТЕХНОЛОГИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ УДАРНОЙ ОБРАБОТКИ ВРЕЗОК В СТЕНКУ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА

Л.Р. Глушкова, М.Г. Каравайченко
УГНТУ, г. Уфа

Целью данной работы является исследование технологий снятия остаточных сварочных напряжений (ОСН) в зоне врезки обечайки (патрубок, люк-лаз) в стенку вертикального стального резервуара.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Экспериментальное исследование режимов термической обработки (ТО) и ультразвуковой ударной обработки (УУО) на образцах из листовой стали 09Г2С;
2. Исследование УУО на натурном образце врезки обечайки (патрубок, люк-лаз) в лист стенки вертикального стального резервуара из низколегированной стали 09Г2С.

Для исследования ОСН в работе использовали электромагнитный измеритель механических напряжений прибор «STRESSVISION Expert», калибровка которого представлена в работе [1]. Получены зависимости между разностью главных механических напряжений (РГМН) (усл. ед.) и напряжением (МПа) при растяжении образцов из стали марки 09Г2С. Показана возможность контроля остаточных механических напряжений по РГМН.

Также провели сравнительный анализ напряжений, полученных разрушающим (метод отверстий) и неразрушающим (магнитоанизотропный метод) методами. По сравнению с методом отверстий измерения магнитоанизотропным методом позволяют оценить напряжения со средней ошибкой 15 МПа, что составляет 6% от максимальных напряжений (238 МПа).

Анализ ОСН при импульсно-дуговой сварке и при сварке на постоянном токе при заданных режимах на образцах из стали 09Г2С показал, что значения в сварном шве могут превышать предел текучести стали 09Г2С [2]. Таким образом требуется проведение дополнительной обработки (ТО, УУО, низкочастотная вибрационная обработка) для снятия ОСН.

В работе [3] нами проведено исследование режимов ТО и термоциклической обработки (ТЦО) на основе исследования изменения структуры, размера зерен, ОСН и механических свойств сварных образцов из низколегированной стали 09Г2С. Проведено испытание на 3 образцах по режимам (таблица 1).

Таблица 1 – Режимы ТО

Параметр	Образец №1	Образец №2	Образец №3
Температура посадки в печь, °С	315		
Температура отпуска, °С	593 – 650 °С.		
Скорость нагрева	свыше 315 °С не более 204°С/час		
Время выдержки, минут	90	180	270
Среда охлаждения	Охлаждение с печью до комнатной температуры		
Количество циклов	4	1	1

Количественная оценка размера зерна основного металла показала уменьшение среднего диаметра зерен после ТО на 18%.

Режим ТО (образец №2) позволил снизить ОСН на 57% с механическими свойствами не ниже установленного ГОСТом 19281-2014. ТЦО (образец №1) показала, что ОСН снижаются на тот же уровень, при этом ударная вязкость повышается значительно (в 4 раза), а предел прочности и текучести снижается. Однако, ТЦО достаточно энергозатратна и трудоемка в заводских условиях. Необходимо разработать и научно обосновать альтернативные способы снятия ОСН в РВС.

УУО представляет собой импульсное воздействие на металл высокими резонансными частотами. Эффект снятия ОСН УУО исследован в работах ученого Статникова Е.Ш. УУО сопровождается быстрым локальным нагревом материала в точке ультразвукового воздействия и быстрым отводом тепла из этой области. Кроме того, в этой области происходит интенсивная пластическая деформация (рисунок 1) [4].

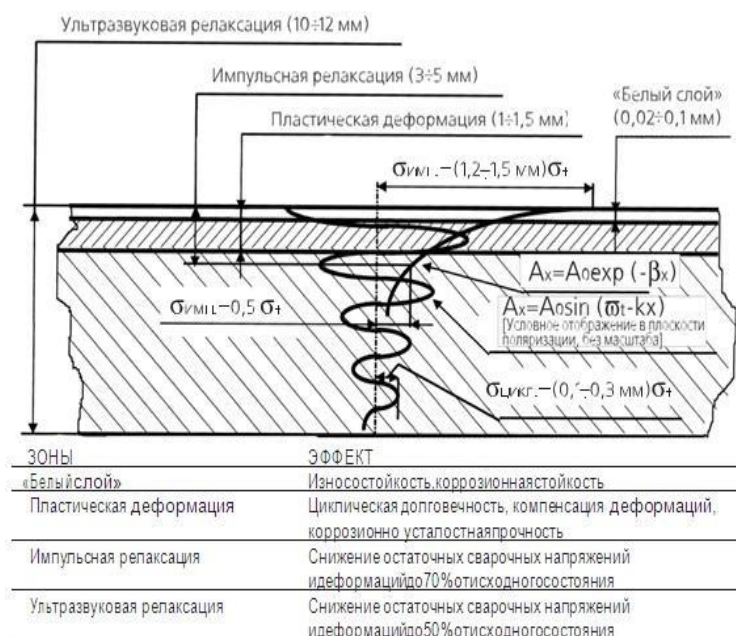


Рисунок 1 – Эффект УУО

Проведены исследования режимов УУО на сварных образцах из листовой стали марки 09Г2С. Режим УУО (время обработки в одной точке 10 секунд; частота - 22кГц; сила прижима – 20-50Н) позволил снизить ОСН на 84,5% с механическими свойствами не ниже установленного ГОСТом 19281-2014.

Проведены исследования УУО на натурном образце врезки обечайки (патрубок, люк-лаз) в лист стенки вертикального стального резервуара из низколегированной стали 09Г2С. В рамках исследования был изготовлен натурный образец врезки обечайки (патрубок, люк-лаз) в лист стенки вертикального стального резервуара из низколегированной стали 09Г2С.

В ходе технологических операции (резки, сборки, сварки) изготовления образца в зоне врезки обечайки (патрубок, люк-лаз) в стенку вертикального

стального резервуара ОСН выросли от 2,6 до 8 раз и достигли значений, превышающих предел текучести 09Г2С (по сертификату 390 Н/мм²; согласно испытаниям 356 Н/мм²).

Получены режимы УУО, позволяющие снизить напряжения до 84,5%: 1) УУО начинать с обработки сварного шва и перейти к УУО зоны термического влияния; 2) При проведении УУО инструмент перемещать на шаг равный диаметру игольника (2,5 мм); 3) УУО вести по часовой стрелке; 4) При УУО наконечник инструмента держать под углом 90° к обрабатываемой поверхности; 5) В каждой точке УУО длится 10 секунд; 6) Частота УУО - 22кГц; 7) Усилие, прикладываемое при обработке (сила прижима) составляет 20-50Н.

Обработка сварного соединения в стапеле снижает напряжения от 5,7% до 31,7%; в свободном состоянии от 10 до 84,5% в различных зонах. На основании проведенных исследований и ранее проведенного исследования, рекомендуем вести УУО в свободном состоянии.

Заключение

В связи с вышеизложенным, УУО может использоваться как альтернативный способ снятия ОСН, который наименее энергоемкий и обеспечит ОСН и механические свойства не ниже, чем после ТО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глушкова Л.Р., Каравайченко М.Г. Калибровка прибора STRESSVISION // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 5-6. С. 13–17.
2. Глушкова Л.Р., Каравайченко М.Г., Чубуков П.В., Васильев А.В. Исследование остаточных сварочных напряжений в низколегированной стали при постоянном и импульсном сварочном токе/ Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 1-2. С. 11-16.
3. Глушкова Л.Р., Каравайченко М.Г., Чубуков П.В., Васильев А.В. Остаточные сварочные напряжения при термоциклической обработке низколегированной стали// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2025, 15(1): 8–16, DOI: 10.28999/2541-9595-2025-15-1-8-16.
4. Efim Statnikov Physics and mechanism of ultrasonic impact treatment/ International Institute of Welding. IIW Document XIII-2004-04: 1-30.

СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ ТЕРМИНАЛОВ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ТЕХНОГЕННОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ

Н.Н. Горбань¹, Г.Г. Васильев²

1 АО «Каспийский трубопроводный консорциум», г. Москва

2 РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Морские нефтяные терминалы (МНТ) являются критически важными объектами транспортной инфраструктуры, для которых характерно уникальное сочетание чрезвычайно низкой вероятности аварий и катастрофического уровня потенциального ущерба. Существующие подходы к обеспечению их безопасности – нормирование по предельным состояниям, вероятностные оценки надежности и риск-ориентированный подход – обладают системными ограничениями применительно к таким уникальным и сложным объектам. Это обусловлено отсутствием репрезентативной статистики отказов, что делает невозможным достоверную оценку вероятности аварийных сценариев ($P(t)$) в рамках прецедентного принципа.

В качестве методологической основы для решения данной проблемы предлагается концепция техногенной защищенности, разработанная Н.А. Махутовым [1-3]. Данная концепция оперирует не вероятностью отказа, а интегральным показателем – «накопленной поврежденностью» (D^n), который количественно характеризует отклонение состояния объекта от проектного с учетом всех выявленных дефектов. Предельному состоянию соответствует значение $D^n = 1$, при котором в прогнозный период возможна реализация аварийного сценария.

Ключевым элементом практической реализации концепции является предлагаемая Система предиктивного мониторинга технического состояния (СПМТС), функционирующая как дополнительный элемент существующих систем управления промышленной безопасностью. Архитектура СПМТС включает модули, каждый из которых предназначен для мониторинга конкретных технологических объектов МНТ (резервуарный парк, подводные трубопроводы, причальные сооружения и др.) [4-5]. Работа модуля строится на последовательном выполнении алгоритма: определение перечня типовых объектов; создание их эталонных цифровых моделей; идентификация контролируемых параметров состояния; построение физической модели процесса развития повреждения; разработка предиктивной модели накопленной поврежденности на основе нейросетевых технологий или регрессионного анализа.

Предиктивная модель $D^n(\tau) = f[\tau, r_i, f(r_i, t)]$ позволяет прогнозировать развитие повреждений во времени (τ), учитывая текущие значения дефектов (r_i) и историю их развития ($f(r_i, t)$). Это обеспечивает переход от реактивного управления по факту выявления критических дефектов к проактивному предотвращению аварийных ситуаций на основе прогноза достижения предельного состояния. На примере оценки накопленной усталости по критерию

Пальмгрена-Майнера показана возможность количественного определения вклада отдельных механизмов деградации в общий показатель поврежденности.

Внедрение СПМТС позволяет создать целостную систему обеспечения безопасности МНТ, адекватную вызовам, связанным с ужесточением экологических требований, старением фондов и недопустимостью аварий. Данный подход обеспечивает мониторинг и прогнозирование состояния наиболее ответственных объектов в режиме реального времени, что является основой для обоснованного планирования ремонтов и управления ресурсом, тем самым реализуя на практике принципы концепции техногенной защищенности для объектов стратегического класса опасности.



Рисунок 1 – Принципиальная архитектура СПМТС

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Махутов Н.А. Актуальные проблемы безопасности критически и стратегически важных объектов / Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2018;84(1(I)):5-9.
2. Махутов, Н. А. Анализ и управление параметрами прочности, ресурса и рисками безопасной эксплуатации энергоустановок с различными видами энергоресурсов / Н. А. Махутов, М. М. Гаденин // Проблемы машиностроения и надежности машин. – 2022. – № 1. – С. 47-56.
3. Махутов Н.А., Абросимов Н.В., Гаденин М.М. Обеспечение безопасности – приоритетное направление в области фундаментальных и прикладных исследований // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2013. № 3 (27).
4. Перспективы параметрического нормирования механической безопасности зданий и сооружений в нефтегазовом комплексе / Горбань Н.Н., Иванец В.К., Васильев Г.Г., Леонович И.А. // Нефтяное хозяйство. 2024. № 9. С. 137-143.
5. Методика количественной оценки параметров цикличности работы резервуаров большого единичного объема морских терминалов / Горбань Н.Н., Васильев Г.Г., Леонович И.А., Сальников А.П. // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 102-107.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА УПРАВЛЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ РИСКОВ

М.А. Грошев, УГНТУ, г. Уфа

Трубопроводы являются критически важным и одним из самых безопасных видов транспорта энергии. При этом последствия их аварий могут быть катастрофическими с экологической, социальной и экономической точек зрения. Это обусловило глобальный переход от предписывающих норм к производительным подходам в регулировании, где управление целостностью, основанное на оценке рисков, стало ключевым инструментом для обеспечения безопасности и оптимизации затрат.

Современные программы управления целостностью (IMP) — это, по сути, программы управления рисками. Они включают два основных этапа:

Анализ рисков как оценку вероятности и последствий отказов.

Контроль рисков, который включает планирование и проведение инспекций и технического обслуживания на основе результатов анализа.

Поскольку именно анализ рисков закладывает основу для всех последующих решений, он является наиболее значимой и развитой областью исследований в рамках IMP. Эволюция IMP показала четкий тренд: от предписывающего визуального осмотра к использованию данных в реальном времени и сложных моделей для прогнозирования. Рост публикаций, связанных с рисками, особенно заметен с начала 2000-х годов, что связано с ужесточением законодательства за рубежом.

Анализ рисков включает в себя идентификацию опасностей и оценку риска. Опасности классифицируются на три типа: зависящие от времени (коррозия), стабильные/случайные (повреждение третьими лицами, стихийные бедствия) и потенциально зависящие от времени (усталость).

Оценка риска обычно проводится на основе следующих методологий:

а) Статистический анализ исторических данных: используется для оценки причин, частот и последствий аварий на основе данных регуляторных органов (PHMSA, EGIG).

б) Логические диаграммы: Деревья отказов, деревья событий и, в особенности, диаграммы "галстук-бабочка" используются для моделирования причинно-следственных связей от опасности до последствий.

с) Геоинформационные системы (ГИС): широко применяются для пространственного анализа рисков, оценки последствий (например, плотность населения) и планирования землепользования.

В настоящее время управление целостностью прошло путь от предписаний к комплексным, основанным на данных, риск-ориентированным подходам. Широкое внедрение технологий внутритрубной диагностики привело к появлению большого объема информации, что стимулировало развитие вероятностных и статистических моделей (надежности, коррозии). Как следствие, наблюдается четкий тренд на цифровизацию и использование передовых аналитических методов (машинное обучение, ГИС), что закладывает основу для Индустрии 4.0.

Сектор нефтепромысловых трубопроводов находится на пути к интеллектуализации. Интеграция риск-ориентированных методов, основанных на данных, с принципами Индустрии 4.0 и инженерии устойчивости открывает возможности для достижения высоких уровней безопасности, надежности и экономической эффективности.

КОМПЬЮТЕРНОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК С ПОСТОЯННОЙ ЧАСТОТОЙ

А.Р. Давлетбаева, Т.С. Султанмагомедов
УГНТУ, г. Уфа

Актуальность работы. Резервуары вертикальные стальные (РВС) широко применяются в нефтегазовой отрасли и подвергаются воздействию динамических нагрузок различного характера. При этом традиционные методики расчёта НДС резервуаров ориентированы преимущественно на статические воздействия и не учитывают особенностей работы конструкции при колебаниях с постоянной частотой [1, 2]. Возникающие в процессе эксплуатации вибрации могут приводить к росту динамических напряжений, локальным потерям устойчивости и накоплению усталостных повреждений [3]. В связи с этим актуальной является задача исследования поведения цилиндрических резервуаров под действием гармонических нагрузок постоянной частоты методами компьютерного и экспериментального моделирования [4, 5].

Цель исследования – разработка и верификация методики численного и экспериментального анализа напряжённо-деформированного состояния цилиндрических резервуаров под действием динамических нагрузок постоянной частоты, направленной на повышение достоверности оценки их прочностных характеристик и устойчивости.

Основные задачи исследования:

1. Создание параметрической модели резервуара в среде ANSYS и проведение модального анализа для определения собственных частот и форм колебаний [3, 4].
2. Проведение гармонического анализа при постоянной частоте возбуждения для выявления закономерностей распределения напряжений и амплитуд перемещений.
3. Разработка системы мониторинга колебаний конструкции и анализа амплитудно-частотной характеристики на базе платы ARDUINO [5].
4. Сравнение результатов экспериментального и численного моделирования, анализ расхождений и верификация расчётной схемы.
5. Определение коэффициентов демпфирования и исследование влияния высоты налива на динамическую реакцию системы.

Методика. Численные исследования выполнялись в программном комплексе ANSYS методом конечных элементов. Моделировались нагрузки от собственного веса, гидростатического давления, массы крыши и внешней динамической силы постоянной частоты [3]. Экспериментальная часть включала регистрацию амплитудно-частотных характеристик стенки резервуара с использованием вибрационного датчика и микроконтроллера Arduino [5]. Сравнение полученных данных позволило уточнить расчётную модель и определить реальные параметры демпфирования конструкции [4].

Научная новизна заключается в разработке комплексного подхода, объединяющего численные и экспериментальные методы исследования динамического поведения резервуаров при воздействии нагрузок постоянной частоты.

Практическая значимость заключается в возможности применения предложенной методики при расчётах и диагностике РВС, эксплуатируемых в условиях вибрационных воздействий, что позволяет повысить надёжность и долговечность конструкций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 РД-23.020.00-КТН-296-07. Руководство по оценке технического состояния резервуаров. Ч. 3. Методика расчёта напряжённо-деформированного состояния конструкций резервуара. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2012.
- 2 СП 316.1325800.2017. Резервуары вертикальные стальные. Правила расчёта и проектирования. – М., 2017.
- 3 Al-Saedi A. S. J., Abed F. M., Alwan I. A. Dynamic analysis of cylindrical tanks under harmonic loading // Engineering and Technology Journal. – 2024.
- 4 Грученкова А. А. Напряжённо-деформированное состояние резервуара при динамических воздействиях // Вестник УГНТУ. – 2020.
- 5 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025618031. Программное обеспечение для анализа данных акселерометра «АксельГраф» / Т. М. Халиков и др.; Заявитель ООО «Неванто», 2025.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СВЯЗНОЙ ТЕПЛОГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ОТТАИВАНИЯ МЕРЗЛОГО ГРУНТА В СИСТЕМЕ «ТРУБОПРОВОД-ИЗОЛЯЦИЯ-МЕРЗЛЫЙ ГРУНТ»

Н.В. Данилов, С.М. Султанмагомедов
УГНТУ, г. Уфа

Оттаивание и морозное пучение промерзающих влагонасыщенных грунтов является важной инженерной проблемой строительства сооружений в сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях. Многолетнемерзлые грунты (ММГ) составляют более 50 % территории месторождений Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Значительная часть таких грунтов теряют несущую способность при оттаивании [1].

Целью исследования является построение модели оттаивания влагонасыщенных грунтов с учетом теплогидромеханических эффектов, позволяющей провести моделирование оттаивания мерзлого грунта, в котором проложен трубопровод. Вводится взаимосвязь для механической, тепловой и гидравлической моделей «трубопровод-изоляция-мерзлый грунт» в процессе эксплуатации трубопровода при изменении условий и физических свойств модели.



Рисунок 1 – Взаимодействие моделей мерзлого грунта между собой

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующих моделей, подходов и соотношений для математического описания криогенных процессов в грунтах и разработка на их

основе теплогидромеханической модели оттаивания влагонасыщенного грунта, позволяющей выполнять расчет морозного пучения и усадки грунта вследствие миграции влаги к фронту промерзания, а также его неупругого деформирования и реологического течения в замороженном состоянии;

- разработка стратегии верификации модели на основе лабораторных экспериментов по искусственному оттаиванию влагонасыщенных грунтов и механических испытаний грунта на ползучесть.

- разработка конечно-элементной модели НДС участка трубопровода, размещённого на границе контакта с многолетнемерзлым грунтом, с помощью которой проведена оценка конструкции для прогнозирования возникающих деформаций и перемещений приближённая к реальным условиям эксплуатации на экспериментальной модели.

Методологическая база научной работы основана на положениях теории промерзающих и мерзлых грунтов. Для построения теплогидромеханической модели используются подходы механики сплошных сред, соотношения теории пористых сред, теории теплопереноса и массопереноса, механики деформируемого твердого тела. Компьютерная реализация модели выполняется в программном комплексе ANSYS. Для численного решения уравнений модели используется метод конечных элементов [2]. Идентификация параметров модели проводится в рамках расчетно-экспериментального подхода путем согласования результатов численного моделирования с экспериментальными данными.

Анализ и полученные результаты будут представлены в последующих работах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Султанмагомедов, Т. С. Исследование ореолов оттаивания подземного трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т. С. Султанмагомедов, Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № s1. – С. 21-30. – DOI 10.5510/OGP2021SI200594
2. Кудрявцев, С.А. Численное моделирование процесса промерзания, морозного пучения и оттаивания грунтов / С.А. Кудрявцев // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2017. – №5. – С.21-26.
3. Горелик, Я.Б. Методы расчета деформаций инженерных конструкций, вызванных пучением пород промерзанием

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЯГОВОГО УСИЛИЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЕФЕКТНОГО СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ИЗ СКВАЖИНЫ ПРИ МЕТОДЕ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

*Дж. Комакеч
УГНТУ, г. Уфа*

Основной целью данного исследования является разработка нового, ранее не существовавшего метода извлечения стальных трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ), основанного на анализе и оптимизации процесса с учётом расчёта сил трения (сопротивление трения) и гидравлических сопротивлений, определения технологических этапов и установления зависимости между диаметром скважины и наружным диаметром трубопровода. В рамках исследования ставятся следующие задачи: разработать подходы к расчёту гидравлического сопротивления и сопротивления трения при извлечении стального трубопровода, предложить и описать оригинальную пошаговую процедуру его извлечения, а также исследовать взаимосвязь между диаметром ствола скважины и наружным диаметром трубопровода.

В процессе извлечения используется установка УПТ-700 вместо стандартной установки ГНБ. УПТ-700 работает по повторяющемуся принципу: «зажать трубу, потянуть, отпустить, снова зажать и отпустить» [1, 2].

Этот новый метод обеспечивает точные и систематические этапы расчета для извлечения дефектных трубопроводов, учитывая как параметры в скважине, так и параметры вне скважины, тем самым обеспечивая безопасное, эффективное и контролируемое извлечение трубопроводов, которые впоследствии ремонтируются и укладываются в ту же скважину.

Исследование показало, что сопротивление трения ниже на изогнутых участках из-за уменьшения контакта трубопровода со стенкой скважины и зависит от эффекта кабестана, а не от длины трубопровода [3]. По мере сокращения длины изогнутого трубопровода во время извлечения натяжение, вызванное эффектом кабестана, увеличивается, поскольку увеличивается продольная жесткость трубопровода, что приводит к увеличению сопротивления трения примерно на 25% при извлечении 20% от длины криволинейного трубопровода (114,907 м), как показано на рисунке 1(б). Напротив, сопротивление трения на прямолинейных участках уменьшается с уменьшением длины трубопровода во время извлечения, как показано на рисунке 1(а). Гидравлическое сопротивление как на изогнутых, так и на прямых участках сильно зависит от длины сегмента. Оно увеличивается на изогнутых участках из-за турбулентного потока бурового раствора, но остается ниже на прямых участках со стабильным потоком бурового раствора. При извлечении 60% прямолинейного участка трубопровода длиной 131,620 м и криволинейного участка трубопровода длиной 114,907 м гидравлическое сопротивление снизилось на 60% в обоих сегментах, что подтверждает прямую зависимость гидравлического сопротивления от длины трубопровода (рисунок 1).

Кроме того, чем больше просвет скважины, тем ниже сопротивление трения и гидравлическое сопротивление, что приводит к снижению усилия извлечения. Например, на втором прямолинейном участке длиной 329,09 м увеличение просвета скважины с 33,33% до 35,52% привело к снижению сопротивления трения и гидравлического сопротивления на 3,35% и 3,28% соответственно. Это привело к уменьшению начального усилия натяжения, необходимого для начала извлечения второго прямолинейного участка, на 3,32%, как показано на рисунке 2(а).

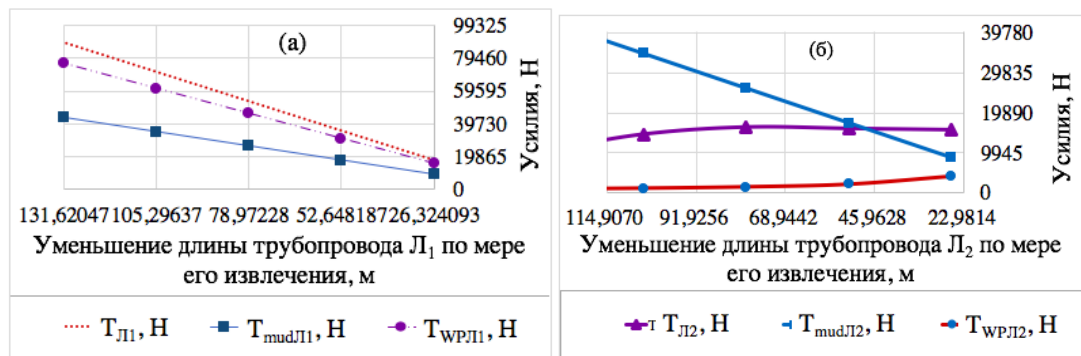


Рисунок 1 - Графический анализ сил натяжения, гидравлического сопротивления и сопротивления трения при извлечении прямолинейного трубопровода длиной L_1 и криволинейного трубопровода длиной L_2 при наружном диаметре трубы 0,6096 м, диаметре скважины 0,9144 м

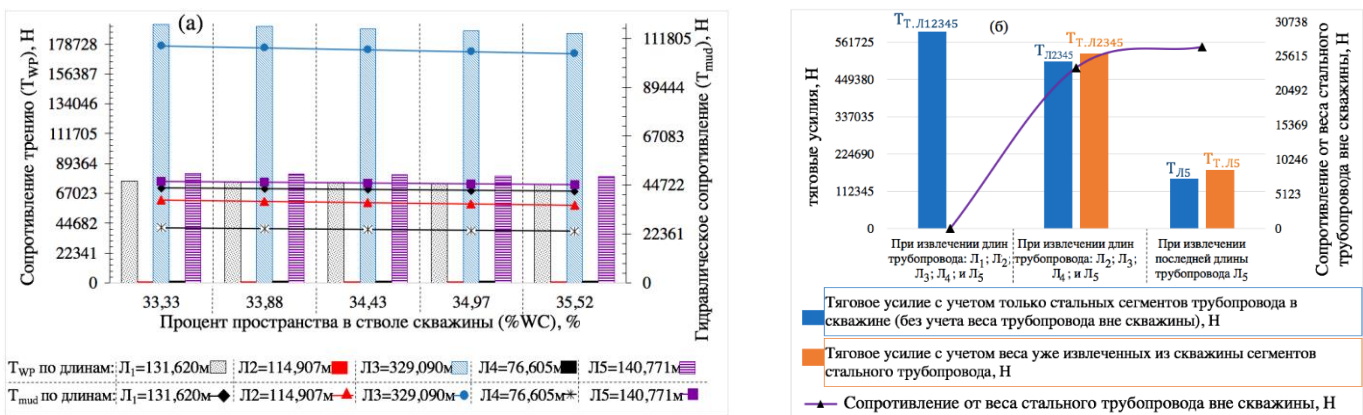


Рисунок 2 - Графический анализ при наружном диаметре стальной трубы 0,6096 м, диаметре скважины 0,9144 м: (а) гидравлического сопротивления и сопротивления трения; (б) тягового усилия, необходимого для извлечения стального трубопровода из скважины

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Установки для извлечения и проталкивания труб // Группа компаний ТДМ. 2025.
2. Установка проталкивания труб УПТ-700 // ИПГ «Энерпром». 2025.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СИЛ НАТЯЖЕНИЯ ПРИ ИЗВЛЕЧЕНИИ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ИЗ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Дж. Комакеч
УГНТУ, г. Уфа

Определение сил натяжения в сегментах скважины при извлечении стального трубопровода из скважины критически важно для обеспечения его прочности и предотвращения повреждений как самого трубопровода, так и стенок скважины.

Исследование направлено на изучение изменения гидравлического сопротивления и сопротивления трения на различных сегментах стального трубопровода при его извлечении из скважины, а также на определение зависимости между длиной трубопровода и усилиями натяжения в процессе его подъёма. Кроме того, ставилась задача сравнить изменения усилий натяжения при извлечении трубопровода в наклонном (вверх), нисходящем (вниз) и горизонтальном направлениях. Все расчёты и анализ выполнены для одной и той же длины стального трубопровода, что позволило объективно сравнить влияние направления извлечения и геометрии сегмента скважины на величины сопротивлений и натяжений. Такой подход обеспечивает сопоставимость полученных данных и точное определение факторов, влияющих на изменение сил при движении трубопровода в различных участках траектории.

Исследование проводилось с использованием постоянных параметров материала и среды, что обеспечило единообразие расчётных условий. Приняты следующие значения параметров: эффективный модуль упругости стальной трубы – 200×10^9 Н/м²; плотность стали – 7850 кг/м³; плотность бурового раствора – 1200 кг/м³; коэффициент гидравлического сопротивления – 172 Па; коэффициент трения – 0,4; наружный диаметр стального трубопровода – 0,6096 м; диаметр скважины – 0,9144 м; толщина стенки стального трубопровода – 0,012 м; ускорение свободного падения – 9,8067 м/с².

Исследование установило, что во всех – прямолинейном, криволинейном и горизонтальном – участках трубопровода гидравлическое сопротивление постепенно уменьшается по мере извлечения стального трубопровода из скважины.

Результаты показали, что при извлечении 80% длины прямолинейного и горизонтального участков требовалось примерно на 20% меньшее усилие натяжения, чем при извлечении полной длины трубопровода. Это указывает на постепенное и предсказуемое снижение как сопротивления трения, так и гидравлического сопротивления по мере уменьшения длины трубы, как показано на Рисунках 1(а) и 1(б).

При этом для извлечения 80,00% изогнутого участка потребовалось примерно на 25% больше силы натяжения, чем для извлечения всей длины. Это объясняется тем, что чем длиннее стальной трубопровод, тем легче он принимает

изгибы, и наоборот [2]. Однако, достигнув пика в 78,97%, сила натяжения постепенно уменьшается по мере прохождения трубы по изогнутому участку, демонстрируя нелинейное поведение по сравнению с прямыми и горизонтальными участками.

Чтобы уменьшить нестабильность сил натяжения в криволинейных сегментах при извлечении стального трубопровода, необходимо обеспечить, чтобы его упругий радиус изгиба был больше или равен 1200 кратному внешнему диаметру трубопровода [1]. Кроме того, упругий радиус изгиба должен быть больше или равен диаметру скважины.

Исследование показало, что при извлечении прямолинейного участка трубопровода в наклонном (вверх) направлении требуется примерно на 40,33% большее усилие натяжения, чем при извлечении его вниз, что объясняется влиянием силы тяжести, действующей против движения вверх.

При горизонтальном извлечении сила натяжения увеличивается линейно с длиной трубопровода и определяется как трением, так и гидравлическим сопротивлением, а не гравитацией.

Более того, сила натяжения ведёт себя по-разному на изогнутом участке: она сначала увеличивается по мере уменьшения длины трубопровода, а затем уменьшается при выходе трубопровода из изгиба. Как показано на Рисунке 1(б), для извлечения участка длиной 78,296 м потребовалось примерно на 11,79% больше силы натяжения, чем для извлечения участка длиной 105,296 м, что подтверждает, что чем короче изогнутый участок стального трубопровода, тем меньше он изгибается, что приводит к небольшому увеличению силы натяжения.

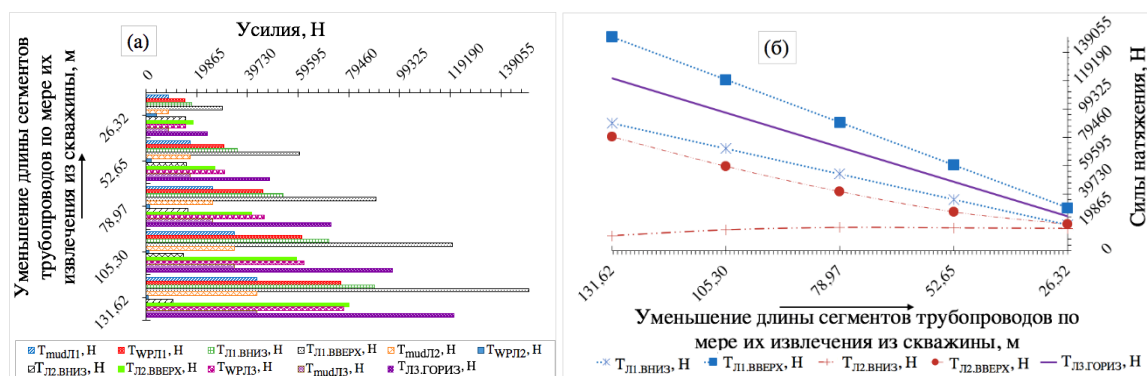


Рисунок 1 – Графический анализ (а) сопротивления трения, гидравлического сопротивления и сил натяжения (б) сил натяжения

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Овчинников Р.Д., Хасанов Р.Р. Определение усилия протаскивания при строительстве трубопроводных переходов методом наклонно-направленного бурения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 4. С. 49–56. DOI:10.24411/0131-4270-2020-10409.
2. Spyros A. K. Mechanical Behavior of Steel Pipe Bends: An Overview. Journal of Pressure Vessel Technology. 2015. Vol. 00 / 000000-1. 16 p. DOI: 10.1115/1.4031940

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСИЛИЙ И ПРИМЕНЕНИЕ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.

П.А. Макаров, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа

Организация капитального ремонта магистральных газонефтепроводов – это сложная и ресурсоемкая задача, успех которой напрямую зависит от профессионализма исполнителей и уровня применяемых технологий. Принимаем во внимание, что на сегодняшний день более половины трубопроводов России имеют значительный износ.

Но углубившись в изучение сведений о методах, применяемых в настоящее время, можно заметить, что, не считая применения временных наружных герметизирующих устройств – муфт, хомутов, заглушек и пр., машины и механизмы остались неизменной и неотъемлемой частью в процессе ремонта участков трубопровода уже на протяжении 30 лет [1,6], особенно в методе ремонта заменой катушки. На данный момент отсутствуют учебные пособия, регламенты и другие нормативные документы, которые описывают напряжения, возникающие в трубе при её резке, демонтаже и ремонте катушек, следствием чего является малоизученность этого процесса. Явление "отстрела" или резкого смещения трубы вверх при ее разрезании объясняется разгрузкой остаточных упругих напряжений и изменением системы равновесия "труба-грунт", подробнее это можно описать так [5]:

Снятие осевой силы: В сечении, где производится рез, мгновенно обнуляется значительная осевая сила, зависящая от диаметра, толщины стенки и кривизны в вертикальной и горизонтальной плоскости. Упругое укорачивание: Отрезаемый сегмент начинает двигаться вдоль своей оси, чтобы снять продольную деформацию. Взаимодействие с грунтом: глубина заложения и тип грунта, которые влияют на запасенную энергию перед «срывом». Возникновение вертикальной составляющей: Осевое усилие, "выталкивающее" отрезок трубы, встречает сопротивление трения снизу. Поскольку точка приложения этого сопротивления находится ниже центра тяжести сечения трубы, возникает опрокидывающий момент. Результат – вращение: Этот момент стремится провернуть отрезок трубы вокруг точки контакта с участком, находящимся в земле, поднимая его не заземлённый торец вверх. Технология реза: Медленный рез, например, газопламенный, позволяет напряжениям перераспределяться более плавно и имеет много технологий проведения работ (отрезками, секторами) в зависимости от положения трубы. Быстрый рез (гидроабразивный, пилой) приводит к почти мгновенной разгрузке и более резкому, взрывному характеру движения [2].

А также актуальности вопросу добавляет растущая потребность в применении экономически выгодных технологий ремонта, возможно, с применением новых форм и видов оборудования для ремонтов методами, описанных выше. В рамках этого контекста, на сегодняшний день разрабатывается и производится опорно-центрирующее устройство,

направленное на решение вопроса монтажа и демонтажа дефектных участков магистрального трубопровода. Оно позволяет проводить работы более экономически выгодно, безопаснее, и за менее короткий отрезок времени нежели традиционными методами [3]. Внедрение таких технических решений рассматривается как важный шаг для достижения более высоких показателей эффективности и надежности восстановительных работ [4].

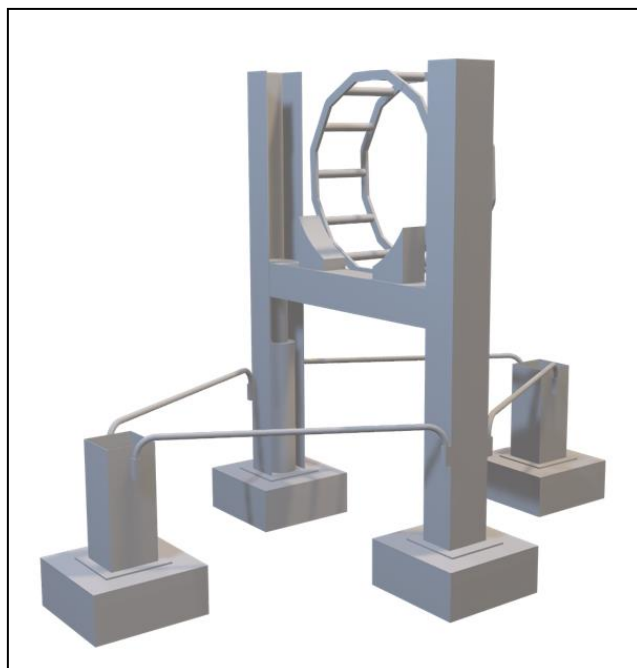


Рисунок 1 – 3D модель опорно-центрирующего устройства

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аминов, А.Г. Надежность и ремонт магистральных газопроводов / А.Г. Аминов, М.Н. Куницын. – М.: Недра, 2020. – 345 с.
2. Петров, И.С. Исследование остаточных напряжений в стенке трубы после длительной эксплуатации / И.С. Петров, К.А. Сидоров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 4(78). – С. 12–17.
3. Абдрахманов, А.Ж. Повышение эффективности технологии замены дефектного участка магистрального трубопровода: специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Абдрахманов Аскын Жаилевич. – Уфа, 2004. – 147 с.
4. Тренажер виртуальной реальности при вырезке демонтируемого участка магистрального трубопровода : свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025614547 / Газизов Ш. И., Васильев К. С., Макаров П. А., Нигаматзянова Г. А., Шайбаков Б. Р. ; заявл. 09.12.2024 ; зарегистр. 24.02.2025.
5. Ибатуллина Г. Р. Совершенствование методики определения основных технологических параметров ремонтной колонны и проверка прочности ремонтируемого нефте- и продуктопровода / Г. Р. Ибатуллина, Э. И. Латыпов, Б. Р. Шайбаков, Х. А. Азметов // Материалы 75-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа, 2024. – С. 202.
6. Пат. 148629 Рос. Федерация. Заглушка для труб / Мустафин Ф. М., Спектор Ю. И., Файзуллин С. М., Мустафина Р. Ф., Остапчук С. Э., Шестаков И. А., Шайбаков Б. Р. ; заявл. 03.04.2014 ; опубл. 10.12.2014.

ПРОБЛЕМА НАРУШЕНИЯ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

К.В. Мотин, А.Л. Тимохин

УГНТУ, г. Уфа

Прокладка трубопроводов и строительство площадочных объектов, необходимых для успешного функционирования объектов нефтегазодобывающей отрасли, оказывает значительное влияние на окружающую среду в период строительства и дальнейшей эксплуатации. Несмотря на то, что проекты обустройства месторождений предусматривают выполнение комплекса мероприятий, направленных на восстановление почвенного покрова после завершения строительства, на практике окружающая среда может существенно изменяться под воздействием негативных факторов техногенного воздействия.

Одним из элементов, необходимых для строительства и дальнейшей эксплуатации линейных объектов трубопроводного транспорта, являются вдольтрассовые проезды и подъезды к узлам запорной арматуры и камерам приема-пуска очистных устройств. В то же время строительство вдольтрассовых проездов и подъездов требует больших капитальных затрат на отсыпку полотна автодороги, устройство дорожной одежды и их регулярное обслуживание. Также неизбежно нарушается почвенно-растительный слой и часто – гидрологический режим в местах прокладки дорог. Данная проблема характерна для объектов Западной Сибири.

Предлагается рассмотреть возможность использования мобильных дорожных покрытий, позволяющих обслуживать удаленные и редко используемые узлы запорной арматуры. Подобные дорожные покрытия могут быть представлены в двух видах:

1. Дорожные плиты прямоугольной из полимерных материалов, укладываемые автокранами;
2. Рулонные полимерные или металлические настилы, укладываемые грузовым автомобилем, в кузове которого они транспортируются.

Преимуществом дорожных полимерных плит по сравнению с традиционными автодорогами являются:

- малый вес;
- скорость монтажа и демонтажа;
- возможность организации площадок для техники любого размера;
- быстрая смена локации;
- отсутствует необходимость обслуживания.

Преимуществом рулонных (гибких) полимерных или металлических настилов по сравнению с традиционными автодорогами являются:

- технология самоукладки и обратного демонтажа настила, позволяющая монтировать до 50 метров за 10 минут;

- конструкция из звеньев наделяет настил гибкостью, за счет которой покрытие повторяет форму рельефа, что позволяет равномерно распределить нагрузку;

- возможность проезда любой гусеничной техники;

- длина настила позволяет организовывать броды на сложных участках.

Применение современных мобильных покрытий позволяет существенно сократить капитальные затраты при строительстве, операционные затраты при эксплуатации, а также снизить воздействие на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Куликов В.Д. Промысловые трубопроводы /В.Д. Куликов // М.:Недра. – 2004. – 662 с.
2. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. / Минстрой России. – М.: Стандартинформ, 2016. – 208с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ БЕТОНА И АРМИРОВАНИЯ ФИБРОЙ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ОБЕТОНИРОВАННЫХ ТРУБ

*Д.А. Неб, А.М. Садртдинова, Б.Р. Шайбаков
УГНТУ, г. Уфа*

Бетон является одним из самых важных строительных материалов, его используют для обетонирования труб и изготовления трубопроводных конструкций. Практика показывает, что в настоящее время основной проблемой использования бетона является нарушение его структуры в процессе разного рода механических и физических воздействий. Одно из наиболее вероятных повреждений – образование трещин и локальная деградация бетонного слоя из-за транспортно-монтажных ударных нагрузок, усадочных деформаций, превышения радиуса изгиба, морозного пучения, неравномерных осадок и др. [1]. Трещинообразование снижает целостность балластного слоя, ухудшает сцепление покрытия с трубой/изоляцией и может приводить к участкам потери балласта, что повышает риск всплытия/выдавливания трубопровода и повреждения изоляции. Научные публикации по обетонированным трубам прямо выделяют трещины бетонного слоя как опасный дефект [2].

Используемые в настоящий момент времени методы по устранению трещин недостаточно эффективны. Они требуют существенных временных, трудовых и денежных затрат. Также стоит вопрос о своевременном обнаружении этих самых трещин или их доступности для ремонтно-восстановительных работ [3]. Одним из возможных решений данной проблемы является комбинирование самозалечивающегося цементного камня (биоминеральное заращивание микротрещин) с дисперсным армированием фиброй (контроль ширины раскрытия и ударопрочности) позволит решить ряд проблем:

- 1) Ограничивать ширину трещин до диапазона, эффективно заживающегося;
- 2) Восстанавливать водонепроницаемость и монолитность балластного слоя;
- 3) Повышать ударо- и трещиностойкость покрытия при погрузочно-разгрузочных операциях и обратной засыпке.



Рисунок 1 – Процесс самовосстановления бетона

Самозалечивание. Микробно-индуцированное осаждение CaCO_3 (биобетон на основе *Bacillus* с источником лактата кальция и/или инкапсулированными добавками) доказало способность заживлять микротрещины; в исследованиях фиксировалось полное заполнение трещин порядка 0,16 мм, а в ряде лабораторных работ – до $\sim 0,5$ мм в зависимости от системы и условий насыщения влагой [4].

Фиброармирование. Стальная/полимерная фибра повышает ударную вязкость, предел выносливости, трещиностойкость и контролирует раскрытие трещин, где процесс самозалечивания работает эффективнее (узкие трещины легче минерализуются).

Сочетание самозалечивающегося цементного камня и фиброармирования – перспективное направление для повышения эксплуатационной надёжности и долговечности балластных бетонных покрытий труб. Концепция находится в русле действующих требований и может быть реализована на существующих производственных линиях обетонирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Латыпов Э.И. и др. Совершенствование методики определения основных технологических параметров ремонтной колонны при подъеме трубопровода в траншее с учетом растягивающих усилий в теле трубопровода // Материалы 75-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Уфа. -2024.- С. 204.
2. Карпенко Н. И. и др. О современных методах обеспечения долговечности железобетонных конструкций //Akademīa. Архитектура и строительство. -2015. -№ 1. С.93–102.
3. Газизов Ш.И. и др. Тренажер виртуальной реальности при вырезке демонстрируемого участка магистрального трубопровода // Программа для ЭВМ 2025614547, 24.02.2025.
4. Жукова, Г.Г. Исследование применения самовосстанавливающегося бетона // Г.Г. Жукова, А.И. Сайфулина. – Текст : электронный // Construction and Geotechnics. – – №4 (11). – С. 58-68.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ НЕШТАТНЫХ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ И ИНТЕРАКТИВНОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИЕЙ

*Е.К. Нехитрова
АО «Мособлгаз»*

Магистральные трубопроводы являются критически важной инфраструктурой, и их надежность напрямую зависит от эффективности систем мониторинга [1]. Традиционные методы, включая балансовый метод обнаружения утечек, позволяют контролировать входные и выходные потоки транспортируемого продукта, а также параметры давления и расхода [2,3]. Однако такие методы ограничены в прогнозировании развития событий. Современные подходы с применением глубокого обучения позволяют прогнозировать нештатные режимы, выявлять аномалии и повышать оперативность принятия решений, обеспечивая более безопасную эксплуатацию трубопроводов [4,5].

Для реализации прототипа исследования была выполнена генерация синтетических данных, имитирующих работу магистрального трубопровода с различными типами нештатных режимов: малые утечки, крупные утечки, скачки давления и падение давления в насосах. Данные включают показатели давления и расхода на входе и выходе участка трубопровода, температуру среды и статус насосного оборудования. Для классификации режимов использовалась многоклассовая LSTM-сеть. Для наглядного анализа работы системы была реализована интерактивная анимация. Графики отображают давление и расход, реальные и предсказанные аномалии, а также их пошаговое появление во времени, имитируя поток данных SCADA-системы. Фильтрация по типу аномалий через легенду обеспечивает удобство анализа и презентации результатов.

LSTM-модель показала высокую точность классификации нештатных режимов. Интерактивная визуализация позволяет отслеживать динамику аномалий и прогнозировать развитие событий. Прототип объединяет прогнозирование, визуализацию и классификацию, обеспечивая комплексный инструмент для мониторинга состояния магистрального трубопровода.

Представленный подход демонстрирует эффективность применения методов глубокого обучения и интерактивной визуализации для прогнозирования и мониторинга нештатных режимов магистральных трубопроводов. Разработанный прототип может использоваться как учебный и исследовательский инструмент, а также служить основой для внедрения систем поддержки принятия решений в промышленной эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: В 2-х томах / Ю.Д. Земенков, Р.Р. Исламов, Я.М. Курбанов [и др.]. Том 1. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. 313 с.
2. Нехитрова Е.К., Комаров Д.Н., Шестаков Р.А. Методика непрерывного контроля массы перекачиваемого продукта при изменении термобарических условий // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23, № 1. С. 148-157. DOI 10.17122/ngdelo-2025-1-148-157.
3. Дульченко А.А., Шестаков Р.А., Матвеева Ю.С. Методика определения местоположения утечек и несанкционированных врезок на нефтепроводах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2024. Т. 335, № 6. С. 26-36. DOI 10.18799/24131830/2024/6/4325.
4. Лютов А.Г., Булатов А.Ф. Метод расчета местоположения утечки в магистральном трубопроводе на основе нейронных сетей // Нейрокомпьютеры: разработка и применение. 2013. №3. С. 40-43.
5. Булатов А.Ф. Повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродуктопроводов на основе интеллектуальных технологий: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.13.06 / Булатов Артур Фларитович. Уфа: ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет». 2015 235с.

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОПРИТОКА ПО ТЕПЛОВЫМ МОСТАМ НА РЕЗУЛЬТАТ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА КРИОГЕННОГО РЕЗЕРВУАРА С СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ

*Н.К. Протозанов
КГТУ, г. Калининград*

В связи с как возрастанием потреблением энергии в мире, так и с набирающей значимость «зеленой» повесткой возникает необходимость в использовании альтернативных источников энергии. Одним из наиболее перспективным и все более востребованным источником энергии и моторного топлива является сжиженный природный газ (СПГ) [1, 2]. Его экологическая безопасность, энергоэффективность и разнообразие использования делают СПГ важным компонентом в системе поставки энергии для различных потребностей и нужд [3, 4].

Эффективное хранение СПГ является ключевым вопросом в развитии инфраструктуры малотоннажного сжижения природного газа и его транспорта. Важным параметром при проектировании криогенных резервуаров является точная оценка параметров его работы. Для определения параметров работы криогенного резервуара необходимо определение теплопритока к СПГ, хранящемуся в резервуаре [5].

Методы тепловых расчетов резервуаров для крупнотоннажного хранения СПГ, основанные на анализе стационарных тепловых потоков через основную изоляцию, нередко не учитывают теплоприток по тепловым мостам – опоры, подвесы, трубопроводы и т.п. Пренебрежение этим фактором может приводить к значительным погрешностям в определении притока тепла, особенно при малотоннажном хранении СПГ. Целью работы является количественная оценка влияния теплопритока по тепловым мостам на общий тепловой баланс типового криогенного резервуара для СПГ.

Объектом исследования выступил горизонтальный цилиндрический резервуар с вакуумно-порошковой изоляцией объемом 60 м³. Были разработаны две расчетные модели и проведен их сравнительный анализ:

1. упрощенная модель, учитывающая теплоприток только через теплоизоляцию;
2. модель с учетом ключевых конструктивных тепловых мостов: узлы крепления внутреннего сосуда к внешнему, проходки патрубков приборов автоматики, технологические трубопроводы обвязки резервуара.

На рисунке 1 представлены составляющие суммарного притока тепла к СПГ в зависимости от температуры хранения СПГ для детализированной модели. Следует отметить, что расчет проводился из условия полного заполнения резервуара, то есть в отсутствии парогазовой фазы СПГ, соответственно, теплоприток от парогазовой фазы также отсутствует.

Как видно из рисунка 1 основной составляющей суммарного притока тепла к СПГ для рассматриваемого резервуара является теплоприток через изоляцию

~ 80%, по тепловым мостам приток тепла составляет ~ 20%, а от парогазовой фазы резервуара теплоприток отсутствует.

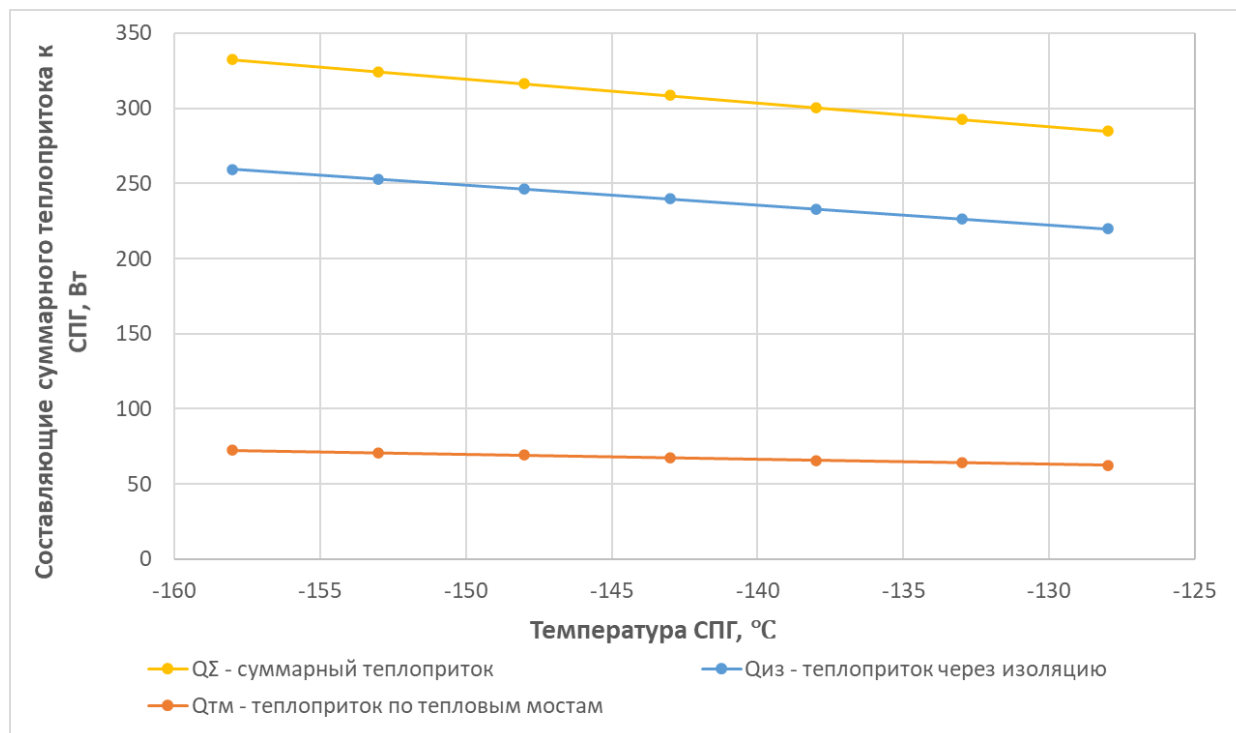


Рисунок 1 – Составляющие суммарного притока тепла к СПГ в зависимости от температуры хранения СПГ

Проведенное моделирование показало, что теплоприток по конструктивным тепловым мостам оказывает существенное влияние на результат теплового расчета криогенного резервуара с СПГ, увеличивая общий теплоприток на 25% по сравнению с упрощенной методикой, что может вызвать занижение результатов расчета параметров работы резервуара, таких как приrost давления в резервуаре и скорость испарения СПГ. Для получения достоверных результатов рекомендуется обязательное включение тепловых мостов в методику теплового расчета криогенного оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Крапивский Е.И., Земенкова М.Ю. Производство, транспорт и хранение сжиженных природных газов. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. 222 с.
2. Дергунов В.С., Шестаков Р.А. Сравнительный анализ дизельной, газодизельной и газовой модификаций седельного тягача для магистральных грузоперевозок // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2020. № 4(301). С. 77-90. DOI 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-77-90.
3. Федорова Е., Федорова В., Вовкодав К., Каджаева Е. Природный газ и новые источники энергии: путь от конкуренции к синергии // Энергетическая политика. 2022. № 7(173). С. 26-37.
4. Шестаков Р.А., Мкртчян Л.А. Крио АЗС Российские и зарубежные технологии // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 4(124). С. 70-82.
5. Протозанов Н.К., Шестаков Р.А. Определение параметров работы криогенного резервуара при малотоннажном хранении СПГ // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 2. С. 141-155.

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ АКТИВНЫХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ЗОН

С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа

Газопроводы, идущие с севера в сторону компрессорной станции Полянская, пересекают на своем пути множество водных преград разного масштаба, оврагов, балок и других пониженных участков рельефа местности, которые являются геодинамическими зонами различного уровня и активности проявления.

Зоны горизонтальных смещений границ блоков, растяжений и сжатий, являясь, в основном, результатом движения больших блоков и платформ земной коры, имеют малую скорость движения и очень большую периодичность. Зоны вертикальных смещений границ блоков имеют более высокую скорость перемещения и частоту проявлений из-за антропогенных воздействий и динамического характера вертикальных движений блоков, например, при землетрясениях и активизации геологических процессов. Только на данном участке коридора газопроводов протяженностью около 90 км выявлено 29 геодинамических зон, из которых 25 зон являются активными и подлежат постоянному мониторингу. За 17 лет наблюдений установлены средние значения скоростей и величин вертикальных смещений, для наиболее активных зон выполнены расчет изгибных напряжений в трубопроводе без учета и с учетом смещений границ блоков.

Согласно расчетам, воздействие активных геодинамических зон может увеличивать изгибные напряжения в 2-10 раз, оставаясь при этом по абсолютным значениям ниже предела текучести стали. Однако, учитывая долговременный и постоянный характер воздействия этих зон, необходим дальнейший мониторинг с периодической оценкой напряженно-деформированного состояния трубопроводов.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЖЕЛЕЗОБЕТОННОГО И ГИБРИДНОГО РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ANSYS

А.А. Салихова, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

Современные технологии хранения нефтепродуктов предъявляют высокие требования к надежности, долговечности и безопасности резервуаров.

Основная идея сравнительного анализа механических и эксплуатационных характеристик железобетонных и гибридных резервуаров заключается в выявлении оптимальных конструктивных решений. Выбор оптимального материала и конструкции резервуара напрямую влияет на его долговечность, безопасность эксплуатации и экономическую эффективность. В связи с этим, исследование посвящено сравнительному анализу ключевых эксплуатационных характеристик железобетонных и гибридных резервуаров, которые ежедневно используются для хранения нефтепродуктов, с применением передового программно-технического комплекса ANSYS. Использование ANSYS обеспечивает детальный и точный анализ конструктивных характеристик резервуаров. Гибридные резервуары обладают рядом преимуществ по сравнению с железобетонными. Однако выбор между этими типами должен базироваться на конкретных эксплуатационных требованиях и экономической целесообразности.

Исторически резервуары для нефтепродуктов производились из металла или железобетона. Сроки их строительства варьировались от нескольких дней до нескольких месяцев и значительно увеличивались в труднодоступных регионах из-за проблем с транспортной доступностью. На сегодняшний день технологии открывают новые возможности, в частности, применение гибридных конструкций, которые обладают значительными преимуществами.

В наши дни железобетонные резервуары не являются универсальным решением для всех задач, но остаются незаменимыми там, где требуются надежность, долговечность, пожарная безопасность, коррозионная стойкость и хранение больших объемов на протяжении десятилетий [1].

Гибридные резервуары – это современное эффективное решение для хранения, в котором сочетаются преимущества различных материалов, что гарантирует оптимальные показатели по надёжности, стоимости и экологичности [2]. Ниже приведен ряд ключевых преимуществ:

- полимерный внутренний слой предотвращает изменение состава топлива и обеспечивает высокую герметичность, сводя риск протечек к нулю;
- облегчённая конструкция упрощает логистику и процесс монтажа;
- сборка и запуск объекта характеризуется минимальными сроками.

Резервуары для хранения нефтепродуктов функционируют в условиях значительных эксплуатационных нагрузок. Наружные поверхности сооружений подвергаются интенсивному воздействию природно-климатических факторов, таких как циклическое замораживание и оттаивание, переменное увлажнение, а также образование наледи. В отсутствие эффективной тепло-гидроизоляции

может наблюдаться сквозное промерзание конструкций, потенцирующее процессы разрушения.

Недостаточная толщина стенок у ж/б резервуаров, возникшая вследствие нарушений технологии бетонирования, в сочетании с агрессивным внешним воздействием приводит к утрате защитной функции и создает предпосылки для коррозионного повреждения несущего каркаса конструкции [3].

Важным этапом перед строительством резервуара является моделирование его параметров в программно-техническом комплексе. Это позволяет оценить напряжённо-деформированное состояние конструкций под воздействием совокупности эксплуатационных нагрузок. Кроме того, решаются задачи теплового анализа, а также анализ на усталостную долговечность для прогнозирования ресурса конструкции. Интеграция результатов обеспечивает научно обоснованное проектирование, позволяя оптимизировать конструкцию, минимизировать материалоемкость и гарантировать её надёжность в течение всего жизненного цикла [4].

Хранение нефтепродуктов регламентировано стандартами. Выбор конструкции обосновывается технико-экономическими расчётами, исходя из свойств нефтепродукта, условий эксплуатации и требований к снижению потерь от испарения. Эксплуатация требует постоянного контроля ключевых параметров: герметичности, толщины основных элементов (стенки, днище) и их применение в разных климатических условиях [5].

Таким образом, цель данной работы – выявление оптимальных конструктивных решений с точки зрения прочности, деформируемости, устойчивости к коррозии и других факторов, влияющих на безопасность и долговечность, используя методы численного моделирования в ANSYS.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Щурова, Е.В. Становление конструкций резервуаров начала XX века в России и СССР / Е.В. Щурова, А.О. Крысь, А.В. Колчин, Б.Н. Мастобаев // История и педагогика естествознания. – 2021. – №1-2. – С.53-57.
2. Гибридные резервуары для нефти и нефтепродуктов сепараторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://catalog/gibridnye-rezervuary> (дата обращения 04.10.2025)
3. Жукьян А.П., Бакатович А.А., Стинковой В.В. О рациональном использовании и систематизации отечественного опыта в вопросе повышения прочности, долговечности и эксплуатационной надежности строительных конструкций зданий и сооружений // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. 2006. №9.
4. Гайсин Э.Ш., Фролов Ю.А., Валеев А.Р., Милан Мартинес Янет Каридад, Бикмухаметов К.Ш. Подход к оценке остаточного ресурса спирально-навивного резервуара по критерию циклической долговечности с учетом численного моделирования // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2024. №1-2.
5. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 08.08.2024) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов.

АНАЛИЗ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

С.А. Сильвестров¹, Э.А. Шегуров¹, И.Ф. Кантемиров²

1 ООО «Астрапроект», г. Казань,

2 УГНТУ, г. Уфа

Повышенные нагрузки на подземные газонефтепроводы возникают вследствие перемещений, которые происходят как результат непостоянства условий длительной эксплуатации: технологических, геологических, природных.

Трасса подземного газонефтепровода представляет собой кривую линию, передвижения трубопровода (ТП) происходят постоянно и направлены в сторону положения равновесия действующих в текущий момент времени сил и возмущающих факторов. Чтобы исключить превышения несущей способности металла ТП, проводятся исследование его напряженно-деформированного состояния (НДС) для определения необходимых ремонтных мероприятий.

Наиболее удобной для расчетов НДС является линейная постановка задачи и решение уравнений продольно-поперечного изгиба стержней, при которой ТП представляется как комбинация прямолинейных труб и кривых вставок [1]. Такая модель дает удовлетворительные результаты при соизмеримости прогибов ТП с толщиной стенки трубы.

Когда величины прогибов соизмеримы с радиусом трубы или изгибные напряжения соизмеримы с кольцевыми от рабочего давления, задача решается построением математической модели с нелинейными геометрическими соотношениями на основе теории механики сплошной среды [2]. В модели продольная осевая линия стержня с начальной кривизной жестко связывается с криволинейной подвижной лагранжевой системой координат и учитывает возможные изменения схемы нагружения в результате смещения ТП. Такой подход позволяет корректно решить задачу о НДС и устойчивости стержня с условием отслеживания деформации стержня и его смещения в пространстве.

Наиболее эффективным способом построения модели с нелинейными геометрическими соотношениями является модификация метода конечных элементов с введением понятий узловых и стержневых элементов [2]. Эта модель определяет перемещения ТП как движение узловых элементов, НДС определяется расчетом матриц жесткости и вектора краевых обобщенных усилий стержня. Метод позволяет учитывать конструкцию ТП, пространственную локацию на пересеченной местности, собственный вес и эксплуатационные нагрузки, грунтовые условия, деформации растяжения-сжатия совместно с грунтом. Однако, остается открытым вопрос корректного сопряжения краевых условий криволинейных стержневых элементов, связанный с неодинаковой величиной и направленностью кривизны смежных элементов. Также рассматриваемая модель не позволяет учитывать предысторию перемещений ТП за все время длительной эксплуатации, которые в течение времени имеют разную скорость и направление на одном и том же участке ТП.

Стержневая модель ТП имеет ограниченные границы применимости при проверке местной устойчивости, определении нормируемой гибкости, допускаемых напряжений и других параметров. Кроме того, изменения геометрии подземного ТП зависят от его окружения, то есть ТП находится в условиях деформационного нагружения (кинематического воздействия). Необходимо различать стержневой элемент с такими наименьшими параметрами размерности, которые позволяют при расчетах рассматривать ТП и как совокупность минимальных расчетных элементов, и как стержень в целом [3]. В работе [4] таким элементом является сегмент, под формулировкой которого понимается элемент ТП в виде трубы (или участка меньше длины трубы), трубной секции (участок, состоящий из сваренных встык нескольких труб) или детали ТП (отвод, тройник, переход, опоры и т.п.). Проблема сопряжения краевых условий решается описанием трассы ТП гладкой кривой - сплайном, а описание перемещения ТП в период длительной эксплуатации - уравнением эволюции сегментов.

Для исследования перемещений разрабатывают кинетическую модель пространственного положения ТП на основе положений кинематики твердого тела. За кинетическую модель изменения пространственного положения ТП принимается формальная структура, раскрывающая перемещения ТП с течением времени как направленные переходу в состояние равновесия процессы. Трасса ТП рассматривается как система последовательно связанных пространственно-распределенных сегментов. Измерениями координат сегментов в каждый период времени и составлением уравнений их перемещений в период эксплуатации (уравнений эволюции) получают текущие значения пространственного положения ТП, прогноз их изменений на заданный период, вероятность реализации прогноза, характеристики вектора упругой энергии сегмента.

Метод исследования пространственного положения подземного газонефтепровода на основе кинетической модели раскрывает новые возможности исследования длительно эксплуатируемых ТП. Проведенный выше анализ свидетельствует, что интегральную оценку НДС подземного газонефтепровода можно рассчитать, подставляя полученные на основе кинетической модели данные в методы на основе теории механики сплошной среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – СПб.: ООО «Недра», 2005.-248 с.
2. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. / А.М.Шаммазов, Р.М.Зарипов, В.А.Чечелов и др. – М. Интер, 2005. – 706 с.: илл. 191 (с.8).
3. Расчетные модели сооружений и возможность их анализа/ А.В. Перельмутер, В.И. Сливкер – 4-е изд., перераб. – М.: Издательство СКАД СОФТ, 2020. 736 стр.
4. Сильвестров С.А., Чистяков Д.В., Сильвестров А.С., Кантемиров И.Ф. Описание изобретения «Способ прогнозирования изменений пространственного положения магистрального трубопровода на основе кинетической модели». Уведомление о приеме и регистрации заявки от 09.07.2025г вх. № W25044715, рег.№ 2025118958. ФИПС, www.fips.ru/registers-web.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНЫЕ И АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ

М.Н. Сиряченко, Н.В. Абдуллин
УГНТУ, г. Уфа

Рекомендации по производству работ при ремонте на переходах через железные и автомобильные дороги I-IV категорий выделяют следующие варианты капитального ремонта [1]:

ремонт перехода с ремонтом трубопровода методом шлифовки, заварки, установки муфты с вскрытием защитного футляра;

ремонт перехода с заменой дефектного участка на новый внутри старого защитного футляра;

ремонт перехода с заменой дефектного участка на новый внутри эксплуатируемого защитного футляра и ремонтом старого футляра;

ремонт перехода (открытым способом в той же траншее) с заменой дефектного трубопровода и защитного футляра.

Во всех случаях, кроме ремонта трубопровода методом шлифовки, необходимо демонтировать часть трубопровода для замены защитного футляра. Таким образом, отсутствует технология замены футляра на участке перехода через автомобильные и железные дороги без демонтажа трубопровода [2, 3].

Известные способы замены футляра трубопровода бестраншейным методом также включают намеренное разрушение участка трубопровода для его демонтажа, либо предполагают предварительный демонтаж трубопровода перед заменой футляра.

Разрабатываемая технология включает следующие основные этапы: уточнение положения трубопровода; снятие плодородного слоя почвы с прилегающих сторон к переходу, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения машин и механизмов; сооружение рабочего и приемного котлованов; установка частей нового защитного кожуха и их сварка в рабочем котловане; замена старого кожуха методом проталкивания с применением гидравлических машин; засыпка участков трубопровода, прилегающих к переходу; рекультивация земель.

Таким образом, несмотря на активное развитие методов строительства и капитального ремонта, все еще отсутствует бестраншейный метод замены кожуха без вырезки участка трубопровода на переходе через автомобильные и железные дороги. В работе рассматривается возможность разработки методики для замены кожуха бестраншейным методом и без разрушения бездефектного участка трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Ростехнадзора от 22.08.2024 N 262. (n.d.). <https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Rostehnadzora-ot-22.08.2024-N-262/>
2. Патент № 2719417 С1 Российская Федерация, МПК F16L 1/028. Способ бестраншейной замены (реновации) трубопровода и устройство для его осуществления: № 2019124848: заявл. 06.08.2019; опубл. 17.04.2020 / В. И. Паутов. – EDN SFRPBP.
3. Патент № 2599401 С2 Российская Федерация, МПК F16L 1/00. способ ремонта трубопровода: № 2015106258/06 : заявл. 24.02.2015; опубл. 10.10.2016 / Ф. М. Мустафин, С. М. Файзуллин, Р. Н. Бахтизин [и др.]; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет". – EDN QIXQCL.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ
ОСНОВАНИЯ В СВЯЗИ С РАЗЛИВОМ НЕФТЕПРОДУКТА
НА ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ**

А.А. Скатова

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург*

Цель анализа влияния изменения физико-механических свойств грунта в результате разлива нефтепродукта на основания резервуаров состоит в том, чтобы определить в какой мере такая ситуация повлияет на осадку вертикального цилиндрического резервуара.

В данной работе были использованы некоторые данные из диссертации Квашук А.В. [2], в которой представлен опыт исследования влияния трех видов нефтепродукта (бензин А95, дизельное топливо и тяжелая нефть) на физико-механические свойства песков разных фракций (песок крупный, средней крупности и мелкий).

Для оценки влияния изменения свойств грунтов на осадку резервуара было произведено численное моделирование: создана модель резервуара объемом 50868 м³ (высота 18 м, диаметр 60 м). К модели приложена нагрузка от нефтепродукта, от собственного веса резервуара, от ветра и снега. Также в программе созданы слои грунтов основания, которые соответствуют грунтам Санкт-Петербурга и введены физико-механические свойства грунтов в незагрязненном состоянии, которые получены по результатам инженерно-геологических изысканий.

Фундамент резервуара устроен железобетонным кольцом под стенками резервуара, внутрь кольца засыпан песок средней крупности [1], так называемая песчаная подушка [3]. При численном расчете осадки резервуара были изменены свойства первых трех расчетно-геологических элементов грунта, а также свойства песка, который является частью фундамента, чтобы определить, как изменяются осадки резервуара после разлива нефтепродукта. В расчете использовались значения удельного сцепления (c , кПа), угла внутреннего трения (ϕ , град) и одометрического модуля деформации ($E_{\text{оед}}$, кН/м²), полученные при инженерно-геологических изысканиях, а загрязнения смоделированы через изменение вышеупомянутых характеристик в соответствии с данными исследования Квашук А.В. [2].

В первом случае были изменены сцепление и угол внутреннего трения, во втором - одометрический модуль деформации, в третьем - все три свойства одновременно. Сцепление было увеличено на 24%, угол внутреннего трения уменьшен на 20%, а одометрический модуль деформации уменьшен на 30%. Изменения грунтов основания и деформации резервуара, полученные в численном расчете, соответствуют добавлению нефтепродукта с концентрацией 6%, так как установлено, что при такой концентрации нефти в грунтах происходят наибольшие изменения [2].

В результате расчета было отмечено, что перемещения резервуара увеличивались с изменением вышеуказанных характеристик грунта основания. При

этом в СП 43.13330.2012 нормируется не абсолютная величина перемещений, а разница перемещений под центром резервуара и под стенкой. В случае, когда резервуар расположен на незагрязненных нефтепродуктами грунтах, разница осадок составила 90 мм, что в пределах допустимой (по СП 43.13330.2012 в цилиндрических резервуарах разность осадок под центральной частью днища и под стеной не должна превышать $0,003R$, где R – радиус резервуара; в работе произведен расчет резервуара радиусом 30 м, следовательно, допустимая разность осадок равна $0,003 \times 30 \text{ м} = 90 \text{ мм}$).

При загрязнении грунтов основания нефтепродуктами в первом случае, в котором были смоделированы изменения сцепления и угла внутреннего трения, разность осадок составила 95 мм, что уже является больше допустимой. Во втором случае при изменении одометрического модуля деформации разность осадок составила 133 мм (на 48% превышает осадку на незагрязненных грунтах). В третьем случае, когда изменялись все три характеристики грунтов одновременно, разность получилась равной 138 мм (на 53% больше разности осадок на незагрязненных грунтах).

Согласно результатам численного моделирования, при изменении физико-механических свойств грунтов основания, которые соответствуют концентрации нефтепродукта 6%, безопасная эксплуатация резервуара становится невозможной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коновалов П.А., Мангушев Р.А., Сотников С.Н., Землянский А.А., Тарасенко А.А. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований. - М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. - 336 с.
2. Квашук А.В. Влияние загрязнения песчаных грунтов нефтепродуктами на состояние оснований сооружений: дис. канд. техн. наук: 02.01.02. - СПб., 2025. - 150 с.
3. Sunil Pullarcot Above Ground Storage Tanks Practical Guide to Construction, Inspection, and Testing. - Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015. - 390 с.

СООРУЖЕНИЕ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА УЧАСТКЕ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ НА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ ПОБЕРЕЖЬЕ О. САХАЛИН

М.Е. Сторожева

Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск

При сооружении морских трубопроводов одним из наиболее трудоемких и ответственных участков является участок пересечения береговой линии. Для пересечения участка береговой линии применяют различные методы производства работ и виды строительной техники.

Так как участок пересечения береговой линии является самым мелководным, следовательно, трубопровод в этом месте наиболее подвержен воздействию береговых волн и течений.

Для участков пересечения береговой линии трубопровода можно выделить несколько особенностей, связанных с природно-климатическими, инженерно-геологическими условиями и действующими нагрузками:

- интенсивное воздействие волн;
- размыв грунта на участке строительства вследствие приливного воздействия и воздействия течений;
- воздействие на грунт берегового участка ледовых образований;
- необходимость закрепления трубопровода на участке пересечения береговой линии для обеспечения его устойчивого положения.

Северо-восточный шельф острова Сахалин, рассматриваемый как район исследования строительства пересечений морских трубопроводов участков береговой линии, характеризуется тяжелыми ледовыми условиями продолжительностью до 9 месяцев в году.

На шельфе острова Сахалин реализуются 3 нефтегазовых проекта, в состав объектов которых входят морские трубопроводные системы для доставки добываемой продукции к береговым комплексам подготовки. Автором проведен анализ этих трубопроводных систем. Сооружение трубопроводов на участках пересечения береговой линии выполнялись в сложных природно-климатических условиях, и является уникальными для каждого проекта.

В рамках проекта «Сахалин-1» морские промысловые трубопроводы от платформ «Орлан» и «Беркут» выходят на берег на песчаной косе, ограничивающей мелководный залив Чайво от Охотского моря в северо-восточной его части, возле мыса Нгаян. Далее трубопроводы пересекают залив Чайво и направляются на БКП «Чайво».

В рамках проекта «Сахалин-2» морские промысловые трубопроводы от платформ Пильтун-Астохская-А, Пильтун-Астохская-Б и Лунская-А также выходят на берег на песчаной косе, ограничивающей мелководный залив Чайво от Охотского моря в северо-восточной его части.

В рамках проекта «Сахалин-3» морские промысловые трубопроводы от подводного добычного комплекса выходят на берег между заливами Луньский (на расстоянии 1,6 км от залива) и Набильский (Бутакова).

Технологии и средства, применяемые при сооружении, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень технологий и средств, применяемых при сооружении трубопроводов на участках пересечения береговой линии

Наименование проекта	Сахалин-1	Сахалин-2	Сахалин-3
Метод пересечения берега	Траншея глубиной 5 м, оборудованная коридором-коффердамом с откосными стенками.	Траншея, оборудованная коридором-коффердамом с откосными стенками. Ширина траншеи 18 м. Обетонирование трубопровода	Траншея глубиной 8 м, оборудованная коридором-коффердамом с откосными стенками 1:4, засыпка трубопроводов каменным материалом. Ширина траншеи 18 м.

Следует отметить высокий технологический и организационный уровень выполнения строительно-монтажных работ при сооружении трубопроводов на участке пересечения береговой линии. Высококвалифицированные работы производились в соответствии с международными стандартами, что позволило обеспечить эффективную и безопасную эксплуатацию построенных объектов на протяжении более 15 лет. Накопленный опыт и технологии, успешно использованные при сооружении трубопроводов на участках пересечения береговой линии острова Сахалин, могут быть применены в различных проектах при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений континентального шельфа РФ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сторожева, М. Е. Технические решения при прокладке магистральных трубопроводов по территории острова Сахалин / М. Е. Сторожева, А. Е. Сторожева // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 45-48. – EDN UPXWVN.
2. Иваницкая Е.В. Использование новых технологий при сооружении трубопроводных систем Сахалин-1 и Сахалин-2 // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2010. – № 1 (17). – С. 8–13.
3. Сайт «Сахалин – 2» - ПАО «Газпром» // Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin2>.
4. Сайт «Сахалин – 3» - ПАО «Газпром» // Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3>.
5. Athmer J., Gijzel, T. Dredging Trenching and Rock Placement Works for The Sakhalin-1 Project, Russian Far East, Terra et Aqua, Number 105, December 2006.
6. Сторожева, М. Е. Современные технологии прокладки магистральных трубопроводов в сложных условиях / М. Е. Сторожева, А. Е. Сторожева // Транспорт и хранение углеводородов: Тезисы докладов II Международной научно-технической конференции молодых учёных, Омск, 07 апреля 2021 года / Редколлегия: Ю.А. Краус (отв. ред.) [и др.]. – Омск: Омский государственный технический университет, 2021. – С. 92-93. – EDN PCNKMN.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПОДПОРНОЙ
СТЕНКИ С УЧЕТОМ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА**

*А.Р. Урманова, Т.С. Султанмагомедов
УГНТУ, г. Уфа*

Исследование посвящено комплексному моделированию устойчивости насыпного откоса из мерзлого грунта с учетом фазовых переходов. Исходные параметры: грунт (модель Друкера-Прагера), модуль упругости изменяется от 80 МПа в мерзлом состоянии до 4 МПа в талом, коэффициент Пуассона остается постоянным 0,3. Предельное сжимающее напряжение падает при оттаивании с 80 кПа до 8 кПа, на растяжение с 10 кПа до 2 кПа (должно падать до 0, но для сходимости численной задачи необходимо задать минимальное значение), предельное сжимающее напряжение при двухосном нагружении падает при оттаивании с 100 кПа до 9 кПа. Температурный диапазон задачи от -10 до +10°C. Особенность задачи - необходимость учета дополнительной энергии на фазовый переход при размораживании грунта, для этого мы задаем теплоемкость с 2000 Дж/кг/К для мерзлого грунта до 3000 Дж/кг/К для талого грунта, с пиком в 10 кДж/кг/К. Стоит отметить, что данный пик будет замечен только при решении временной, а не статической задачи. Теплоемкость падает с 2,2 Вт/м/К до 1,5 Вт/м/К [1].

Для решения задачи насыпного откоса использован ANSYS Workbench с последовательным выполнением теплофизического и механического анализов. Для отладки импорта тепловых градиентов задача сначала решалась в статической тепловой постановке. Во втором приближении тепловая задача решалась в Transient Thermal постановке, в 5 шагов, каждый шаг – 10 дней или 864000 с, механическая - в Static Structural [2]. Нагрузки, приложенные на модель (рисунок 1): жесткое закрепление на нижней грани, по боковым граням ограничение перемещения по оси X, гравитация, давление на полку 130 кПа, температурный градиент, приложенный с шагом в 10 дней, на дневную поверхность действует температура 10 °C, на подошву модели -5 °C. На первом шаге температура и давление на полку не действует, для естественного сжатия под собственным весом. Минимальный шаг по времени для механической постановки равен 10^{-5} секунд, начальный шаг 10^{-3} , также включены большие перемещения в модели и выставлены автоматические слабые пружины. Сетка второго порядка, количество элементов 1942, узлов 6007. Механическая задача решается только в постановке plain strain для определения поверхности скольжения, поэтому реализация импорта нагрузок показана на рисунке 2.

Результаты. Задача не дорешивается до последнего шага, что нормально, это говорит о том, что склон потерял устойчивость. Для анализа потери устойчивости склона и траектории среза нам необходимо провести анализ остаточных пластических деформаций. Также поверхность среза характеризуется критическими касательными напряжениями [3]. Результаты решения приведены на рисунке 3. При давлении на полку 130 кПа задача дорешивается, однако четко видна поверхность срезу, склон все еще устойчив,

хоть и с большими пластическими деформациями. При давлении в 140 кПа решатель не может найти положение равновесия – склон неустойчив.

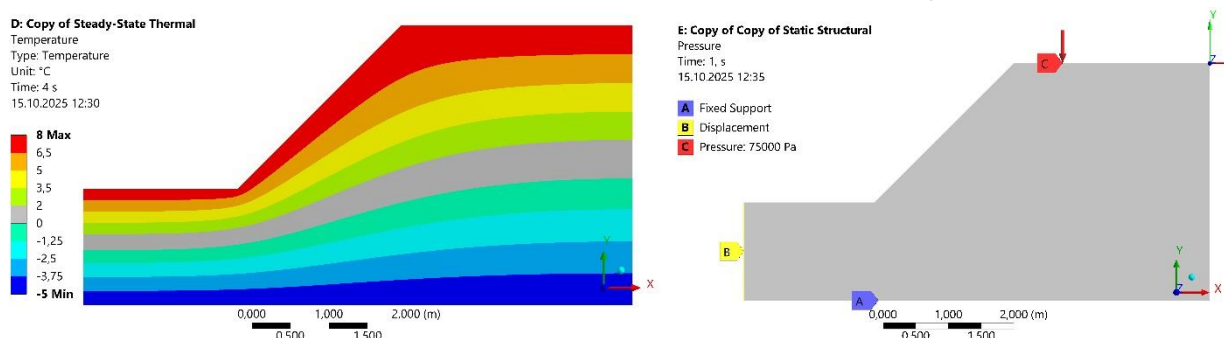


Рисунок 1 – Граничные условия и нагрузки на модель

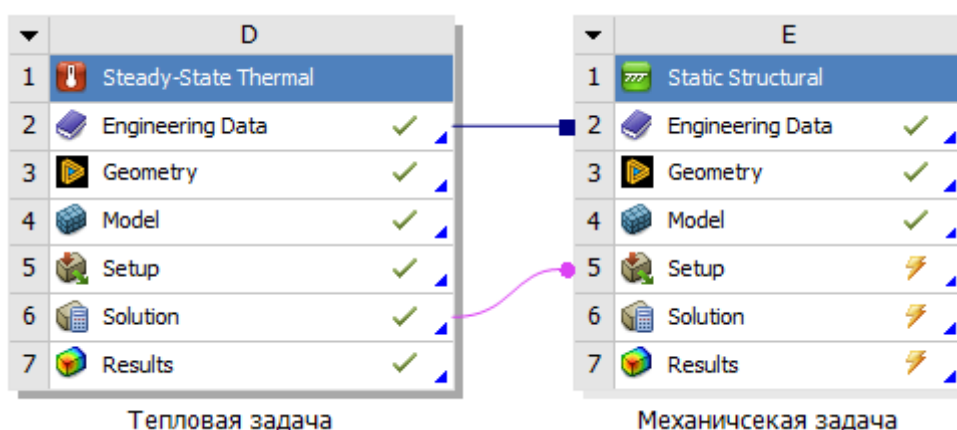


Рисунок 2 – Импорт тепловых градиентов

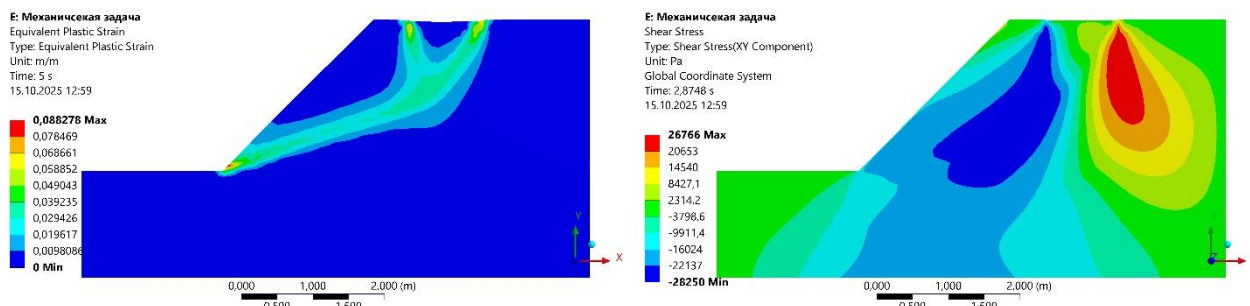


Рисунок 3 – Результаты остаточных деформаций и касательных напряжений

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Research of throwing areols of underground pipeline in permafrost / T. S. Sultanmagomedov, R. N. Bakhtizin, S. M. Sultanmagomedov, T. M. Halikov // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. SI2. – P. 21-30. – DOI 10.5510/ogp2021si200594. – EDN CVWBVN.
2. Султанмагомедов, Т. С. Влияние продольных перемещений трубопровода на напряженно-деформированное состояние при оттаивании участка многолетнемерзлого грунта / Т. С. Султанмагомедов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – Т. 12, № 4. – С. 331-339. – DOI 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339. – EDN BYAQAW.
3. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности / Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, Т. С. Султанмагомедов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, № 3. – С. 243-251. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251. – EDN GWSNYC.

РАЗРАБОТКА СПОСОБА СБОРА НЕФТИ С ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ НЕФТЕСБОРЩИКОМ С СОРБИРУЮЩИМИ БОНАМИ

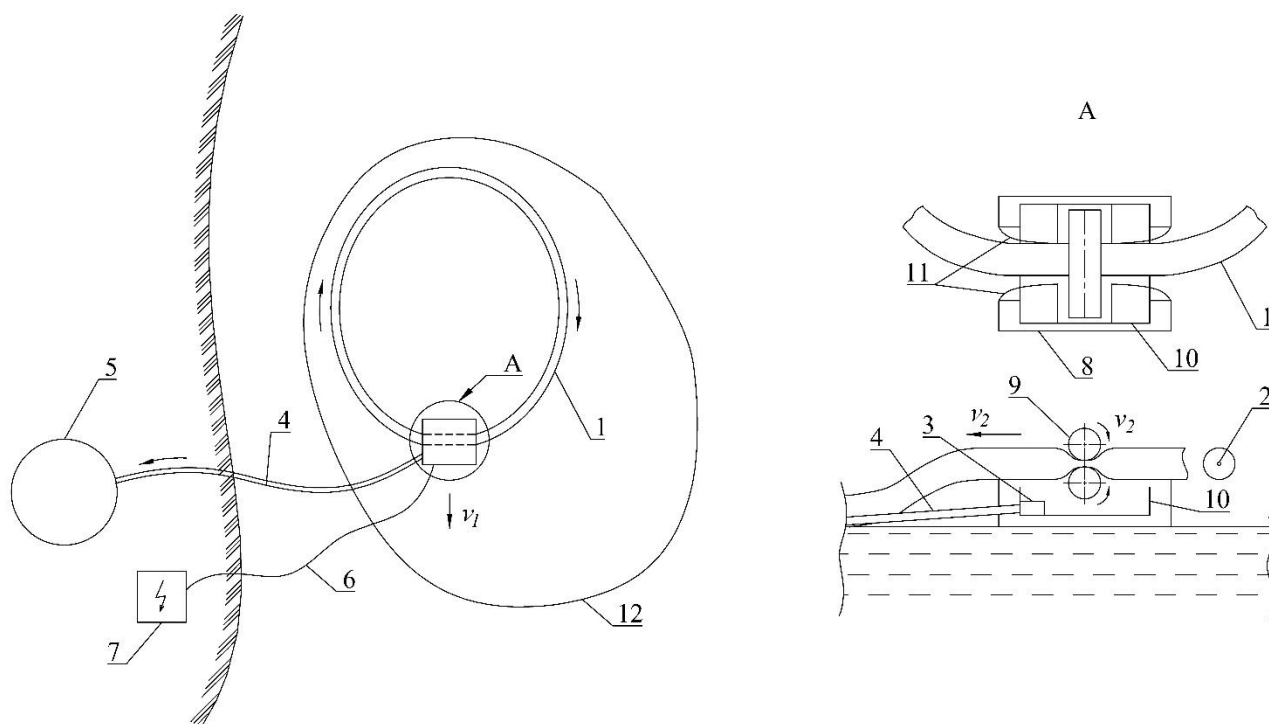
Д.Р. Хайруллин, С.М. Султанмагомедов
УГНТУ, г. Уфа

Для сбора разлитой нефти на водной поверхности применяются нефтесборщики (скиммеры) различной конфигурации. По принципу работы они разделяются на гравитационные устройства и сорбционные. Среди сорбционных устройств можно выделить следующие: с олеофильным барабаном; дисковые; ленточные; канатные с плавающей трос-шваброй и отжимной роликовой системой [1]. Последние могут иметь также название скиммер швабрового типа или нефтесборщик швабровый. При этом их особенностью является пропуск бесконечной петли между двумя отжимными валками. Сам нефтесборщик размещается на судне или берегу, а трос-швабра находится на поверхности воды [2].

Авторами предлагается внести следующие изменения в данную схему работы. А именно, использовать сорбирующие боны 1, которые в зависимости от размеров нефтяного пятна собираются из ряда соединенных секций в замкнутую цепь (рисунок 1). Для повышения прочности на разрыв сорбирующие боны 1 могут быть оснащены внутренним сердечником 2. Данное решение позволит повысить эффективность сбора нефти, так как при равной длине сорбирующий бон может удерживать большее количество нефти чем трос-швабра. Кроме этого, предлагается разместить нефтесборщик на поверхности воды, где он будет перемещаться по периметру нефтяного пятна 12 с определенной скоростью v_1 и тянуть за собой сорбирующий бон 1. При этом скорость v_1 не должна быть слишком высокой, чтобы форма цепи сорбирующих бонов не была слишком вытянутой, что приведет к уменьшению количества собираемой нефти. Управление нефтесборщиком может осуществляться как с берега, так и с судна. Таким образом размещение нефтесборщика на воде с возможностью его перемещения по периметру нефтяного пятна повысит объем собираемой нефти.

Проходя через слой нефтяных загрязнений абсорбирующий материал впитывает нефть и далее пропускается через валы 9, которые ее отжимают [2]. При этом валы вращаются с требуемой скоростью v_2 , а сила отжима регулируется прижимными пружинами (не показаны на рисунке 1). Нефть с незначительным обводнением стекает в накопительную емкость 10, из которой она откачивается насосом 3 по шлангу 4 в резервуар для сбора нефти 5. Работа насоса 3, отжимных валов 9 и управление движением нефтесборщика осуществляется с помощью генератора 7 и блока управления (не показан на рисунке 1) по кабелю питания 6. Нефтесборщик обладает достаточной плавучестью за счет поплавкового устройства 8, кроме этого он оснащен направляющими для бона 11, которые регулируют положение сорбирующего бона при прохождении через него. Сорбирующий бон должен иметь возможность повторного использования за счет использования искусственных сорбентов [3], а также материалов, которые

хорошо впитывают нефть (нефтефильность) и плохо впитывают воду (гидрофобность), к таким относятся эластичные пенопласты на основе пенополиуретана, полипропиленовое волокно [2].



- 1 – сорбирующий бон; 2 – внутренний сердечник; 3 – насос; 4 – шланг;
 5 – резервуар для сбора нефти; 6 – кабель питания; 7 – генератор (дизельный / бензиновый);
 8 – поплавковое устройство; 9 – отжимные валы;
 10 – накопительная емкость; 11 – направляющие для бона; 12 – нефтяное пятно

Рисунок 1 – Схема способа сбора нефти нефтесборщиком с сорбирующими бонами

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Ин-октаво, 2005. – 368 с.
2. Техника и технологии локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Справ. / И.А. Мерициди, В.Н. Ивановский, А.Н. Прохоров и др.; под ред. И.А. Мерициди. – СПб.: НПО «Профессионал», 2008. – 824 с.: ил.
3. Подавалов Ю.А. Экология нефтегазового производства / Ю.А. Подавалов. – Москва: Инфра-Инженерия, 2010. – 416 с.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕДАЧА ТЕЛЕМЕТРИИ В СИСТЕМАХ МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДОВ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Т.М. Халиков, УГНТУ, г. Уфа

Строительство и эксплуатация трубопроводов в зонах многолетнемерзлых грунтов связано с рядом сложностей. Одна из ключевых задач - обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов. Эффективным подходом является постоянный мониторинг и прогнозирование состояния объекта контроля.

В работе [1], представлена цифровая модель трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов. Модель, среди прочих факторов, учитывает температурные градиенты грунта и позволяет, с достаточной точностью, прогнозировать поведение трубопровода.

Для обеспечения цифровой модели исходными данными предлагается комплектовать трубопроводы локальными системами сбора и передачи данных. Эти системы должны считывать показания различных датчиков и передавать их для последующей обработки.

Рассматривается вариант последовательной передачи данных от датчика к датчику до стационарного информационного центра, как показано на рисунке 1. Стационарный модуль, оснащенный спутниковой связью, агрегирует показания множества датчиков и передает их в центры обработки.

В такой архитектуре требуется учитывать проблему неравномерного разряда аккумуляторов систем сбора и передачи данных. Степень износа растет с увеличением объема ретранслируемого трафика. На начальных участках цепочки нагрузка обычно ниже, поэтому разряд минимален. По мере приближения к стационарному модулю узлы передают больше транзитных данных и расход батареи возрастает, что приводит к неравномерной деградации и снижению надежности сети.

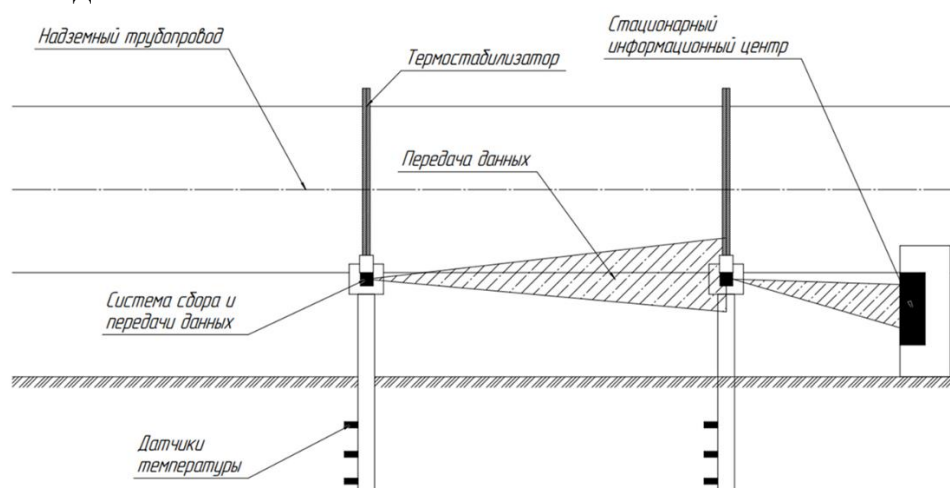


Рисунок 1 – Способ последовательной передачи телеметрии
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Султанмагомедов, Т. С. Разработка цифровой модели трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т. С. Султанмагомедов, Т. М. Халиков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 4(144). – С. 54-70. – DOI 10.171F 22/ntj-oil-2023-4-54-70. – EDN AYZDRF.

РАЦИОНАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА ДАННЫХ НА ТРУБОПРОВОДАХ В КРИОЛИТОЗОНЕ

Т.М. Халиков
УГНТУ, г. Уфа

Эксплуатация магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов сопровождается повышенными рисками. Важной задачей остается поддержание безопасного режима работы линейной части. Инструментом, который позволяет выявлять изменения заблаговременно, является постоянный мониторинг состояния объекта и дальнейшее прогнозирование его состояния.

Для мониторинга и прогнозирования применяются цифровые модели трубопровода в многолетнемерзлых грунтах, одна из них описана в [1]. Многопараметрическая модель обеспечивает достаточную для прогнозирования точность при использовании актуальных и достоверных данных.

С целью повышения актуальности данных требуется оснастить линейную часть автономными системами сбора и передачи телеметрии. Такие системы должны регистрировать температурные параметры и передавать их для дальнейшей обработки.

В рамках разработки данной технологии требуется провести оптимизацию шага установки систем (рисунок 1). Целью является определение шага, который обеспечит требуемое разрешение для прогноза при приемлемых затратах на установку и обслуживание.

Критерий выбора следует формулировать как минимизацию суммарных затрат на эксплуатацию при ограничении на допустимую погрешность прогноза. Для решения задачи запланированы испытания на участке при варьировании шага установки систем.

Комплексная оценка должна содержать: погрешность прогноза относительно контрольных высокоплотных измерений, а также совокупную стоимость в расчете на километр в год. Предусматривается адаптивная дискретизация с уплотнением расстановки узлов в неоднородных зонах.

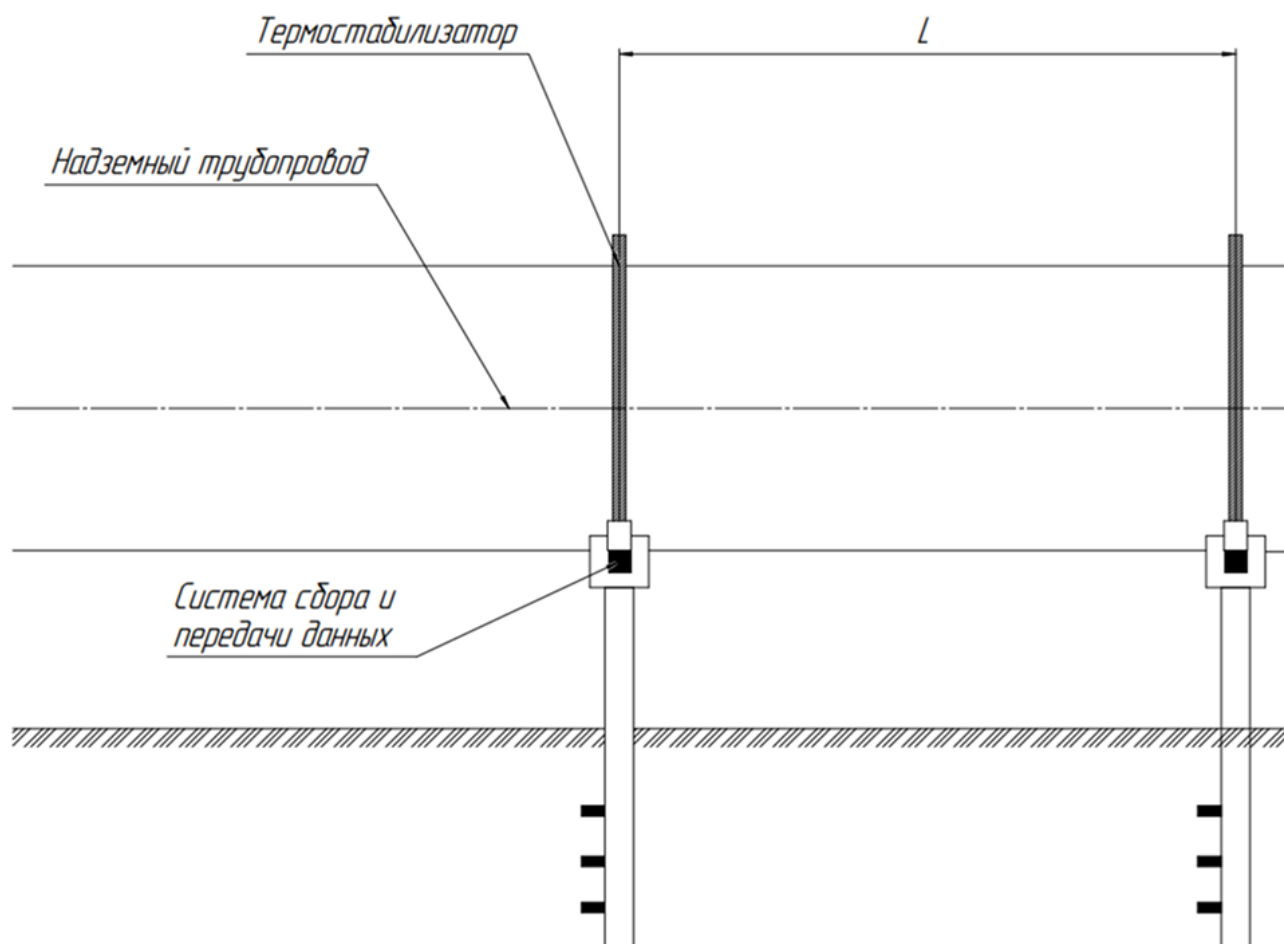


Рисунок 1 – Системы сбора и передачи данных на термостабилизаторах

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Султанмагомедов, Т. С. Разработка цифровой модели трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т. С. Султанмагомедов, Т. М. Халиков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 4(144). – С. 54-70. – DOI 10.171F 22/ntj-oil-2023-4-54-70. – EDN AYZDRF.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГРУНТОВОГО МАССИВА ЗА ПОДПОРНОЙ КОНСОЛЬНОЙ СТЕНКОЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В.В. Халин, Р.Р. Хасанов

УГНТУ, г. Уфа

Целью исследования является численное моделирование и анализ напряженно-деформированного состояния грунтового массива при работе консольной подпорной стенки с использованием программного комплекса ANSYS для последующего проектирования опоры для удержания трубопровода в проектном положении при прокладке на многолетнемерзлых грунтах [1]. Большинство существующих исследований по данной тематике ограничиваются изотермической упругопластической постановкой в условиях дренированного грунта. Однако для спектра практических задач, где основанием служит мерзлый грунт, становится необходимым учет сопряженных физических полей:

1. Тепломеханическая постановка: учет влияния температурных полей на напряженно-деформированное состояние грунта и его прочностные характеристики;

2. Гидромеханическая постановка: моделирование фильтрации жидкости в пористой среде грунта и учет порового давления.

Данная работа представляет собой первый этап комплексного исследования – механическую нелинейную 2D постановку, адаптированную для последующего расширения до сопряженных задач.

Для обеспечения сходимости итерационного процесса решения задачи при значительных пластических деформациях в зонах, прилегающих к подпорной стенке, для грунта была применена модель Друкера-Прагера со следующими исходными параметрами: предел прочности на одноосное сжатие – 5 кПа, на двухосное – 10 кПа, на одноосное растяжение – 1 кПа. Модуль упругости 40 МПа, коэффициент Пуассона 0,3. Угол внутреннего трения грунта – 15 градусов, сцепление – 5 кПа, угол дилатансии – 5 градусов [2]. Материал подпорной стенки – бетон, размеры представлены на рисунке 1.

Задача решалась в модуле Static Structural. Граничные условия и нагрузки (рисунок 2): жесткое закрепление по нижней грани, ограничение перемещения по горизонтальной оси X по боковым граням. Нагружение моделируется в 2 шага. На первом шаге, поскольку модель Друкера-Прагера описывает идеальную пластичность грунта, для его естественного сжатия задается гравитация [3]. На втором – давление на верхнюю грань грунта за подпорной стенкой, равное 75 кПа. Время для каждого шага – 1 с, начальный шаг – 0,001 с, минимальный шаг по времени – 10^{-5} с. Тип контакта между грунтом и подпорной стенкой – Frictional с коэффициентом трения, равным 0,315. Постановка 2D – Plane Strain, принята для сходимости на 2 шаге. Для учета нелинейности включен режим Large Deflection. Порядок элементов сетки – линейный.

Анализ результатов (рисунок 3). При внешней нагрузке давления, равной 75 кПа, грунт теряет устойчивость, поскольку задача не сходится до конца на

втором шаге. При потере устойчивости необходимо провести анализ остаточных пластических деформаций, на карте распределения которых видна траектория среза в месте контакта подпорной стенки с грунтом. Согласно результатам, место контакта, также, характеризуется максимальными касательными напряжениями.

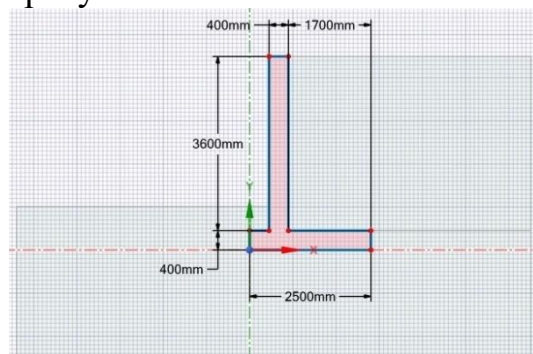


Рисунок 1 – Размеры подпорной стенки

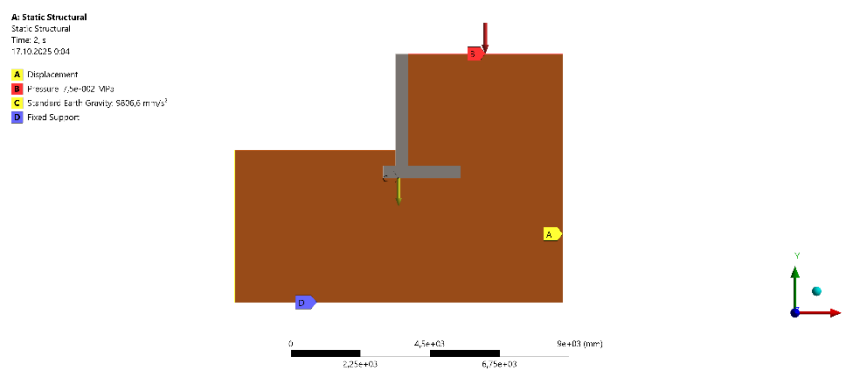


Рисунок 2 – Граничные условия и нагрузки

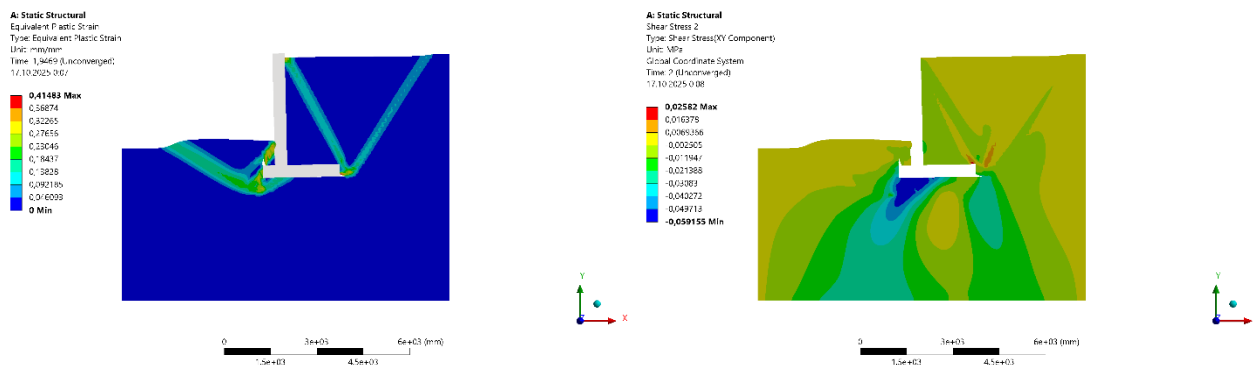


Рисунок 3 – Результаты остаточных деформаций и касательных напряжений

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Халин, В. В. Разработка конструкции для обеспечения устойчивости подземного трубопровода при прокладке на многолетнемерзлых грунтах / В. В. Халин, Р. Р. Хасанов, Т. С. Султанмагомедов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 3(155). – С. 121-133. – DOI 10.17122/ntj-oil-2025-3-121-133. – EDN AYWXCXV.
2. Research of throwing areols of underground pipeline in permafrost / T. S. Sultanmagomedov, R. N. Bakhtizin, S. M. Sultanmagomedov, T. M. Halikov // SOCAR Proceedings. – 2021. – No. SI2. – P. 21-30. – DOI 10.5510/ogp2021si200594. – EDN CVWBVN.
3. Belytschko Ted, Wing Kam Liu, Brian Moran. Nonlinear Finite Elements for Continua and Structures. Wiley, 2000.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОЧАГОВ ПОДПЛЕНОЧНОЙ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ИЗМЕРЕНИЯ ИМПЕДАНСА ТРУБОПРОВОДА ПО КРИТЕРИЮ УГЛА ПОВОРОТА ФАЗЫ ТОКА ГЕНЕРАТОРА

Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа

Ю.В. Стицей, ООО НПП «Техносфера», г. Москва

Одной из задач при обследовании магистральных трубопроводов является оценка технического состояния наружного защитного покрытия (НЗП). Это особенно важно, учитывая, что их большая часть эксплуатируется более 40 лет [1]. Для выполнения данного вида обследования используются как электрометрический, так и магнитометрический методы контроля, в основе которых лежит амплитудный метод контроля (АМК). В независимости от инструментального обеспечения АМК направлен на поиск повреждений, которые связаны со сквозными дефектами в НЗП.

Существенным недостатком этих методов является невозможность обнаружения повреждений в НЗП на подземных трубопроводах, которые стали проявляться в последние годы, – это отслоение изоляционного покрытия (ИП) от стенки трубы без нарушения целостности покрытия (далее Отслоение ИП) [2].

Для обнаружения отслоения ИП от стенки трубы был создан и впервые внедрён в ПАО «Газпром» метод наружной диагностики подземного трубопровода – фазовый метод контроля (далее ФМК).

На рисунке 1 представлен фрагмент эквивалентной электрической схемы подземного трубопровода. Отслоение защитного покрытия от стенки трубы на локальном участке трубопровода приведёт к изменению ёмкости и далее импеданса на нём за счёт увеличения реактивного сопротивления. При пропускании тока генератора по трубопроводу, увеличение реактивного сопротивления на его локальном участке приведёт к изменению угла поворота фазы тока в его границах. В этом состоит физическая основа предлагаемого метода.

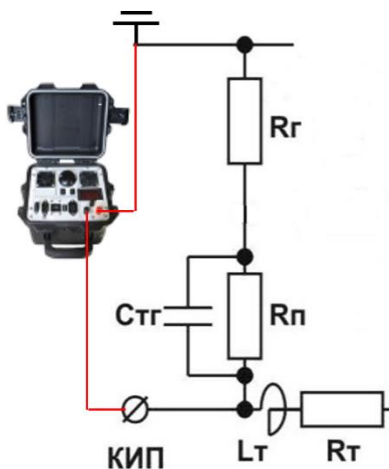


Рисунок 1 – Эквивалентная электрическая схема трубопровода подземного исполнения:

$R_{г1}$ и $R_{г2}$ – сопротивление грунтов; $R_{п}$ – сопротивление на границе «изоляция-грунт»;

$R_{т}$ – сопротивление трубопровода; $L_{т}$ – индуктивность трубопровода;

$C_{т1}$ – ёмкость трубопровода; $C_{п}$ – ёмкость, связанная с повреждением ИП трубопровода

С появлением высокочастотного диагностического комплекса «Орион-7» становится возможным реализация на практике метода наружной диагностики подземного трубопровода (рисунок 2). Синхронизация Комплекса и генератора «Орион-ГП» (Генератор) осуществляется благодаря применению модулей позиционирования, встроенных на панели Генератора и внутри корпуса Комплекса. Основные характеристики диагностического комплекса «Орион-7»: частота работы 40 кГц; точность измерения угла поворота фазы $\pm 0,005$ радиан; шаг измерения от 0,1 м; возможности определения параметров трубопровода на глубинах до 28 м.



Рисунок 2 – Диагностический комплект приборов «Орион-7»

Основные технологические преимущества предлагаемого метода наружной диагностики по отношению к существующим методам магнитометрического контроля с поверхности земли состоят в следующем:

- обследование параметров подземного трубопровода возможно выполнять при свободном положении Комплекса относительно оси трубопровода. Ограничением является – расстояние между Комплексом и трубопроводом, при котором Комплекс должен устойчиво фиксировать ток в трубопроводе;

- определяется технический параметр защитного покрытия, а не интегральный параметр, как это имеет место при действующем магнитометрическом методе контроля;

- на результаты измерения параметров ЗП не влияет состояние грунтов: промёрзшие, высохшие, влажные и т.д. Главное условие – должна быть среда, при которой возможно возбудить рабочий ток генератора в трубопроводе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Быков, Л. И. Строительство переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия: учебное пособие / Л. И. Быков, И. Ф. Кантемиров, Ф.М. Мустафин и др. – Уфа: УГНТУ, 2018. – 151 с.
2. Велиюлин, И. И. Влияние разных типов изоляционных покрытий на устойчивость газопроводов к стресс-коррозионным процессам / И.И. Велиюлин, Р.Р. Хасанов. – Текст: непосредственный // [Территория Нефтегаз](#). – 2019. – № 1-2. – С. 52-56.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ВЫПУКЛЫХ КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКАХ ПЕРЕСЕЧЕННОЙ МЕСТНОСТИ

Н.В. Шакиров

УГНТУ, г. Уфа

Сооружение и эксплуатация подземных магистральных нефтепроводов на пересеченной местности, особенно на участках с выпуклыми кривыми, сопряжено с возникновением значительных дополнительных напряжений и деформаций. Под действием температурных и силовых факторов возникают продольные сжимающие усилия, приводящие к вертикальному выпучиванию трубопровода и потере его проектного положения [2].

Эта проблема особенно актуальна для трубопроводов большого диаметра, где количество криволинейных участков (гнуемых и сварных отводов) резко возрастает [2].

Для решения данной проблемы предлагается усовершенствовать методику проектирования криволинейных участков. В основе решения лежит:

1) применение аналитической зависимости для расчета продольных напряжений и прогиба трубопровода, учитывающей эксплуатационные нагрузки (температура, давление), геометрические параметры трассы, жесткость трубы и свойства грунта [1];

2) разработка и внедрение оптимальных конструктивных решений прокладки на сложных участках [1].

Внедрение предложенной методики позволяет получить следующие результаты:

1) количественная оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода на всех этапах его эксплуатации;

2) снижение максимальных напряжений в материале трубы на криволинейных участках за счет оптимизации конструктивных решений.

Предложенный подход, основанный на комплексном учете силовых и геометрических факторов, позволяет принимать оптимальные проектные решения, минимизирующие риск возникновения аварийных ситуаций на пересеченной местности. Дальнейшие исследования могут быть направлены на адаптацию данной методики для условий распространения вечномерзлых грунтов [1] или других особых инженерно-геологических условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шушарин А.И. Надежность и безопасность нефтепроводного транспорта. – М.: Недра, 2012. – 320 с.
2. Рахманин А.И. Обеспечение устойчивости проектного положения и прочности подземного магистрального нефтепровода в зоне вечной мерзлоты // Молодой ученый. – 2010. – № 5 (16). – С. 69-72

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ОРОШЕНИЯ
ДРЕНЧЕРНОЙ ЗАВЕСЫ, ПРЕДЛАГАЕМОЙ В КАЧЕСТВЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ
ПРИ СНИЖЕНИИ ПРОТИВОПОЖАРНОГО РАССТОЯНИЯ
ОТ ГАЗОПРОВОДА ДО СМЕЖНОГО С НИМ ОБЪЕКТА**

Г.С. Шарнина, УГНТУ

Т.С. Султанов, ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», г. Уфа

Для определения интенсивности орошения дренчерной завесы, которую предлагается использовать для обеспечения безопасности смежного с магистральным газопроводом объекта в случае сокращения между ними противопожарного расстояния, необходимо определить массу природного газа, участвующего в горении при пожаре на газопроводе, оценить параметры зоны поражения тепловым излучением и рассчитать максимальное значение интенсивности теплового излучения. Основные сценарии возможных аварий на газопроводах связаны с разрывом труб на полное сечение и истечением газа в атмосферу в критическом режиме (со скоростью звука) из двух концов газопровода (вверх и вниз по потоку). Протяженность разрыва и вероятность загорания газа имеют определенную связь как с технологическими параметрами трубопровода, так и с характеристиками грунта (плотность, наличие каменистых включений). Для трубопроводов большого диаметра (1200–1400 мм) характерны протяженные разрывы (50–70 м и более) и высокая вероятность загорания газа (0,6–0,7). Горение газа может протекать в двух основных режимах. Первый из них предстает, как правило, в виде двух независимых (слабо взаимодействующих) настильных струй пламени с ориентацией, близкой к оси газопровода. Это характерно в основном для трубопроводов большого диаметра (режим «струйного» пламени). Ко второму следует отнести результирующий (по расходу газа) столб огня с близкой к вертикальной ориентации (горение «в котловане»). Данный режим горения газа более характерен для трубопроводов относительно малого диаметра. Количество природного газа, способного участвовать в аварии, зависит от диаметра газопровода, рабочего давления, места разрыва, времени идентификации разрыва, особенностей расстановки и надежности срабатывания линейной арматуры. Основную опасность аварийной разгерметизации газопроводов представляют участки газопроводов после компрессорных станций (до 5 км); участки газопроводов на узлах подключения; участки подводных переходов; участки, проходящие вблизи населенных пунктов и районов с высоким уровнем антропогенной активности (районы строительства, пересечения с автомобильными и железными дорогами). Аварии при разгерметизации газопроводов сопровождаются истечением газа до срабатывания отсекающей арматуры (импульсом на закрытие арматуры является снижение давления продукта); закрытием отсекающей арматуры; истечением газа из участка трубопровода, отсеченного арматурой, в окружающую среду.

В данной работе выполнен расчет массы природного газа, участвующего в

горении при пожаре на магистральном газопроводе, пожаровзрывоопасные свойства природного газа приняты по метану (CH_4). Расчет массы природного газа произведен для газопроводов диаметром 530, 630, 720, 820, 1020, 1220, 1420 мм при рабочем давлении, равном 5,4, 7,4, 9,8 МПа. для трех различных видов аварийного отверстия – прокол (трещина), определяемый как отверстие диаметром 20 мм; отверстие с диаметром, равным 10 % от диаметра трубопровода; разрыв, определяемый как образование отверстия размером, равным диаметру трубопровода. Установлено, что на увеличение массы вещества, участвующего в аварии, в большей степени влияет увеличение диаметра газопровода, нежели повышение давления. Например, при увеличении диаметра с 1020 мм до 1420 мм масса вещества, участвующего в аварии, возрастает на 25-40 % в зависимости от вида аварийного отверстия, а при повышении давления с 5,4 МПа до 9,8 МПа масса вещества увеличивается не более чем на 5 %.

Произведен расчет интенсивности теплового излучения при пожаре на магистральном газопроводе. Установлено, что с увеличением диаметра магистрального газопровода интенсивность теплового излучения увеличивается. Максимальное значение интенсивности теплового излучения достигается при разрыве газопровода, когда диаметр аварийного отверстия равен диаметру трубопровода: оно более чем в 5 раз выше, чем интенсивность теплового излучения при истечении газа из аварийного отверстия в виде прокола, для трубопровода одного и того же диаметра и рабочего давления. При этом границы зон поражения опасными факторами пожара отличаются в более чем в 5 раз.

По результатам расчета интенсивности теплового излучения при пожаре на магистральном газопроводе разработаны рекомендации по выбору интенсивности орошения водой для дренчерных завес, рекомендуемых для использования в качестве теплоотвода при авариях на магистральных газопроводах. Предложены графические зависимости, позволяющие выбрать расход воды для оросителей в дренчерной завесе в зависимости от интенсивности теплового излучения от газопровода и расстояния от оси газопровода до места, в котором достигается данное значение интенсивности теплового потока.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ И СМЕЖНЫХ С НИМИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРИ СНИЖЕНИИ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАССТОЯНИЙ

Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ

Т.С. Султанов, ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», г. Уфа

Одной из современных тенденций при проектировании новых и реконструируемых магистральных трубопроводов является близость их к объектам капитального строительства, в том числе к объектам инфраструктуры городских и сельских населенных пунктов. Для обеспечения безопасности таких объектов необходимо выдерживать противопожарные расстояния между ними. Случаи нарушения противопожарных расстояний от оси трубопроводов до смежных с ними объектов возникают при реконструкции зданий, пристройках новых помещений, построек к имеющимся зданиям и при строительстве новых зданий в случае экономической целесообразности строительства (реконструкции), а также при увеличении в границах близлежащих к трубопроводу населенных пунктов. Свод правил [1] регламентирует расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, допуская сокращать указанные в гр. 2, 3 - 9 таблицы 44 расстояния от газопроводов не более чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов ко II категории со 100 %-ным контролем сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами и не более чем на 50 % при отнесении их к категории В при соответствующем обосновании. Указанные в гр. 1, 4 и 10 расстояния для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается сокращать не более чем на 30 % при условии увеличения номинальной (расчетной) толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние.

Для обоснования снижения противопожарного расстояния разрабатываются специальные технические условия (СТУ), содержащие комплекс инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению безопасности данных объектов. Одним из таких мероприятий является возведение противопожарной преграды между объектами. Требования к разработке и согласованию СТУ, отраженные в [2], говорят о необходимости приведения расчетных обоснований методом оценки риска, подтверждающих безопасность людей, попадающих под воздействие опасных факторов пожара и аварий. При этом, в соответствии с [3], оценку риска возможно осуществлять только по методикам, официально утвержденным в системе МЧС России. В качестве противопожарной преграды в данной работе предлагается использование противопожарной водяной завесы (дренчерной завесы), которая позволяет снизить интенсивность теплового излучения от пожара на 90 %. Актуальной является оценка изменения интенсивности теплового излучения от пожара на трубопроводе в зависимости от изменения интенсивности орошения дренчерной завесы и разработка рекомендаций по выбору требуемой величины интенсивности орошения дренчерной завесы в зависимости от интенсивности

теплового излучения и расстояния от трубопровода до дренчерной завесы.

В данной работе в программном комплексе PyroSim смоделирована система объектов: наземный газопровод, дренчерная завеса, смежный с газопроводом объект капитального строительства (здание). Проведены расчеты, позволяющие оценить минимальную интенсивность орошения дренчерной завесы (на ее погонный метр), способную ограничить тепловой поток при факельном горении газопровода до значений, обеспечивающих минимальный безопасный порог для нахождения людей. Построены графические зависимости для определения минимальной интенсивности орошения дренчерной завесы для газопроводов различных диаметров (рисунок 1).

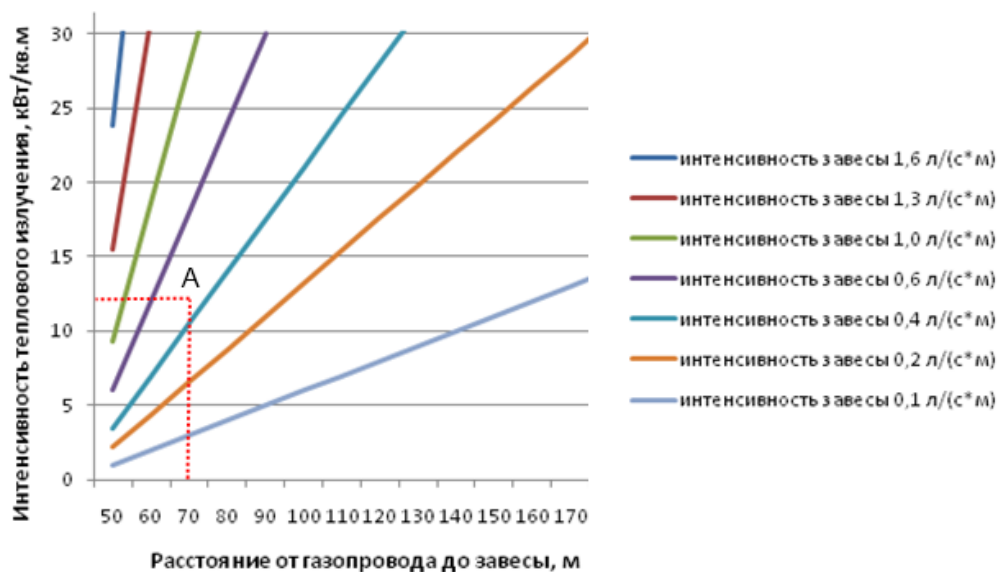


Рисунок 1 – Графическая зависимость для определения минимальной интенсивности орошения дренчерной завесы, обеспечивающей безопасную эксплуатацию газопровода диаметром 530 мм

Если необходимо определить интенсивность орошения дренчерной завесы вблизи газопровода диаметром 530 мм, устанавливаемой на расстоянии 75 метров от его оси, при значении интенсивности теплового потока 12 кВт/м². На рисунке 1 находим точку с координатами (75; 12), которая находится между прямыми, обозначающими границы минимальной интенсивности орошения в 0,4 л/с·м и 0,6 л/с·м. Следовательно, минимально требуемая интенсивность орошения дренчерной завесы должна составлять 0,4 л/с·м.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям, утв. приказом МЧС России от 24 апреля 2013 г. № 288 (с изм. и доп.).
2. Приказ МЧС России от 28.11.2011 № 710 «Об утверждении Административного регламента Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий предоставления государственной услуги по согласованию специальных технических условий для объектов, в отношении которых отсутствуют требования пожарной безопасности, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации».
3. Постановление Правительства РФ от 22.07.2020 N 1084 «О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска».

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

А.А. Шевнин

БФУ им. И.Канта, г. Калининград

Проблемы обеспечения надежности объектов трубопроводного транспорта формируются под воздействием комплекса взаимосвязанных факторов. К внутренним факторам относятся деградация материала трубы, а также старение и отказы оборудования. К внешним факторам относят механические повреждения третьими лицами, геодинамические процессы и криогенные воздействия. До настоящего времени в нашей стране в связи с протяженностью трасс, разнородностью условий прокладки и значительным физическим износом фондов не реализовано создание единой эффективной системы управления надежностью.

В Российской Федерации основную нормативную базу для обслуживания и выявления дефектов объектов трубопроводного транспорта в нефтегазовом комплексе составляют следующие стандарты: ГОСТ Р 55989 - 2014 «Системы трубопроводные. Требования к эксплуатационной надежности» и ГОСТ 32388 - 2013 «Трубопроводы технологические. Правила диагностирования». Отметим, что в связи с постоянным развитием методов неразрушающего контроля и появлением новых материалов, нормативная база зачастую отстает от практических нужд, оставляя за рамками детальные регламенты для современных технологий диагностики, таких как ультразвуковая фазированная решетка или методы на основе искусственного интеллекта [1]. Критически важным является то, что в России на сегодняшний день отсутствует правильно выстроенный и структурированный методический аппарат для применения передовых аналитических методов, таких как регрессионный анализ, машинное обучение и компьютерное зрение.

Ориентируясь на требования указанных российских стандартов, а также на иные отраслевые руководящие документы [2], для контроля состояния трубопроводов применяется комплекс методов: внутритрубная диагностика интеллектуальными дефектоскопами, ультразвуковой, магнитный и визуальный методы. В итоге эксплуатирующая организация получает значительный массив диагностических данных, требующих сложной обработки. Однако из-за отсутствия единых методик обработка данных, такая как привязка дефектов к координатам трассы, верификация сигналов, классификация опасности выявленных дефектов и прогнозирование остаточного ресурса, становится трудоемкой задачей, результат которой сильно зависит от человеческого фактора. Заключительным и нормативно обязательным этапом является составление паспорта технического состояния.

Для преодоления этого разрыва между данными и решениями предлагается обобщенный алгоритм (рисунок 1). Его цель – систематизировать процесс и заложить основу для будущего стандартизированного методического

аппарата. Представленные этапы обработки позволяют интегрировать разрозненные данные из различных источников, построить цифровую модель трубопровода и в режиме, близком к реальному времени, оценивать его техническое состояние и прогнозировать остаточный ресурс [3].

Важно отметить, что разные виды диагностической информации, получаемые при мониторинге магистральных трубопроводов, требуют применения различного аналитического инструментария. Так, операционные данные телемеханики SCADA (давление, расход, температура) и результаты инспекционных обходов потенциально можно анализировать методами регрессионного анализа и машинного обучения для выявления аномалий и тенденций износа, однако их широкое применение сдерживается именно отсутствием утвержденных методик [4]. Для работы с данными внутритрубной дефектоскопии, содержащими информацию о геометрии, коррозии и трещинах, требуются иные формы обработки.



Рисунок 1 – Структурная схема комплексной оценки технического состояния нефтегазопроводов

Сформированный массив диагностической информации из различных источников необходимо интегрировать для построения цифровой модели магистрального трубопровода с точной привязкой выявленных дефектов и параметров эксплуатации. После чего, используя полученную модель, возможно проводить оценку технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса эксплуатируемого объекта с применением детерминистических и вероятностных методов анализа. Реализация предлагаемой схемы позволит не только повысить надежность трубопроводного транспорта, но и сформировать практическую основу для обновления устаревшей нормативной базы, сделав ее адекватной современным технологическим вызовам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Смирнов, В.И., & Петров, Д.С. (2021). Оценка остаточного ресурса сварных соединений магистральных трубопроводов с учетом геодинамических факторов. Вопросы материаловедения, (4) (108), 154-163.
2. ГОСТ Р 55999-2022. Системы трубопроводные. Оценка рисков и управление целостностью на линейной части магистральных трубопроводов.
3. Использование корреляционно-регрессионного и кластерного анализа для исследования данных по термографическим снимкам трубопроводов системы охлаждения / П. С. Щербань, К. Н. Илюхин, С. С. Ераносян, А. Н. Карагальян // Моделирование и анализ данных. – 2025. – Т. 15, № 2. – С. 27-46. – DOI 10.17759/mda.2025150202. – EDN MYHMAU.
4. Морозов, О. О. Исследование возможностей технологий искусственного интеллекта в задачах диагностики состояния полимерных армированных трубопроводов / О. О. Морозов, Б. В. Потапов, П. С. Щербань // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. – 2024. – № 3(365). – С. 182-195. – DOI 10.33979/2073-7408-2024-365-3-182-195. – EDN KEEQDF.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ СВАРНОГО ШВА ВНУТРИТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.И. Якупов, Т.А. Зубаиров
УГНТУ, г. Уфа

Коррозия остаётся ключевой причиной, приводящей к отказам на нефтепромысловых трубопроводах. По данным анализа аварийности промысловых трубопроводов, значительная доля отказов в рассматриваемом периоде связана с коррозионными повреждениями, а сварные швы выступают как наиболее уязвимые участки [1].

Одним из методов защиты сварных швов является метод с применением защитных втулок. Защитная втулка – это муфта с антикоррозийным покрытием, которая устанавливается на место сварки и приваривается по упорам. Она герметично накладывается на поверхность зоны шва и предотвращает контакт агрессивной среды со сварным соединением.

Распространённым методом также является метод применения внутреннего полимерного покрытия. Нанесение эпоксидных и других полимерных составов на внутреннюю поверхность трубы образует сплошной барьер, защищающий от внутренней коррозии. Такое покрытие защищает металл от контактирования с агрессивной средой и тем самым значительно продлевает срок службы трубы. К тому же гладкая поверхность минимизирует трение и накопление отложений в трубопроводе.

Существует метод, не требующий установки дополнительных деталей/муфт – шликерный метод. При сварке торцы труб покрывают специальной цементно-полимерной или силикатной пастой, которая после затвердевания создаёт локальную защитную плёнку в зоне сварного шва. Однако качество во многом зависит от навыка сварщика и условий сушки пасты. [2].

В настоящее время одним из эффективных способов защиты сварных стыков является комбинированный подход – использование внутренних полимерных покрытий трубы в сочетании с защитными втулками, монтаж которых выполняется автоматизированными средствами. Такой метод обеспечивает комплексную защиту зоны шва (эпоксидное покрытие защищает трубопровод в целом, а втулка – сам стык), а автоматизация установки приводит к минимизации ошибки от «человеческого фактора». Но несмотря на существование автоматизированных комплексов для нанесения внутренних покрытий (таких как роботизированные поезда с модулями очистки и распыления), специализированных устройств для автоматизированного монтажа защитных втулок в настоящее время не существует. Все современные технологии установки втулок, включая перспективные конструкции с термоактивными уплотнителями и герметиками предполагают ручной полевой монтаж, что ведет к проблемам точной центровки, продольной устойчивости и герметизации [3]. Таким образом, разработка прототипа автоматизированного устройства для установки втулок является актуальной научно-технической

задачей, направленной на устранение данного технологического пробела и кардинальное повышение надежности защиты сварных швов. В работе разработан прототип автоматизированного устройства для установки защитных втулок, проведён анализ его эффективности и рассмотрена возможность использования в промышленном трубопроводном транспорте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прыгаев А.К., Дубинов Ю.С., Танасенко М.С. Анализ отказов промышленных трубопроводов и разработка метода защиты от коррозии // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2024. № 3–4. С. 60–65. EDN: HRBUNQ.
2. Федотова А.В. Коррозионно-механическое разрушение соединительных деталей нефтепромысловых трубопроводов. – Автореферат, 2023.
3. Патент RU 210525 U1. Усовершенствованная конструкция защитной втулки для эмалированных труб.

**СЕКЦИЯ
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

**МАГНИТНЫЙ КОНТРОЛЬ НАПРЯЖЁННОГО СОСТОЯНИЯ
СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНДИКАТОРОВ МЕХАНИЧЕСКОГО
НАПРЯЖЕНИЯ ИН-01м И ИН-02**

*А.И. Булат, Р.В. Загидулин
УГНТУ, г. Уфа*

Надёжность и долговечность магистральных газопроводов (МГ) в значительной степени определяются состоянием сварных соединений, испытывающих циклические нагрузки от внутреннего давления и колебаний температуры транспортируемого газа. Наличие остаточных механических напряжений и дефектов сплошности в металле сварного шва приводит к ускоренному развитию усталостных повреждений и снижению ресурса конструкции. Для повышения безопасности эксплуатации МГ необходимы методы неразрушающего контроля, способные не только выявлять дефекты сплошности, но и оценивать распределение механических напряжений в металле без остановки технологического процесса. Одним из наиболее информативных направлений является магнитный контроль, основанный на регистрации остаточной намагниченности металла, связанной с механическими напряжениями [1–3].

Магнитный метод реализован в индикаторах механического напряжения металла ИН-01м и ИН-02 сканирующего типа. Эти приборы позволяют регистрировать напряжённость поля остаточной намагниченности, величина которой изменяется пропорционально эффективным напряжениям в зоне контроля металла.

Проведен анализ результатов экспериментальных исследований напряженного состояния сварных швов на стендах МГ, изготовленных из сталей марок 09Г2С, 17Г1С и 10ХСНД при изменении внутреннего давления от 2,5 до 5,4 МПа. Эти условия моделируют реальные эксплуатационные режимы МГ среднего давления и позволяют анализировать поведение сварных соединений при циклических нагрузках [2, 4].

В результате анализа распределения напряженности поля остаточной намагниченности над кольцевыми сварными швами МГ были установлены локальные зоны с повышенным напряженным состоянием, совпадающими с областями концентрации остаточных механических напряжений вблизи дефектов сплошности сварного шва. Их наличие было подтверждено результатами ультразвуковой дефектоскопии и последующего изучения макрошлифов этих зон сварного шва методом оптической металлографии [3, 5].

Исследования показали, что в околошовной области МГ величина напряженности поля остаточной намагниченности при контроле напряженного состояния шва снижается не более чем на 15–20 % (по сравнению с центральной частью шва). В связи с этим, магнитный контроль напряженного состояния сварного шва МГ можно проводить путем сканирования околошовной зоны шва, без существенной потери чувствительности метода контроля, и в то же время

избавиться от негативного влияния неровностей поверхности сварного соединения, создающих трудности при контроле поверхности сварного шва МГ.

Магнитный метод контроля напряженного состояния МГ по остаточной намагниченности металла обладает высокой информативностью, простотой реализации и не требует тщательной подготовки поверхности (достаточно очистить поверхность от грязи и налипшего грата).

Применение индикаторов механического напряжения металла ИН-01м и ИН-02 позволяет проводить диагностику напряжённого состояния сварных швов МГ без нарушения целостности защитного покрытия и изменения режима эксплуатации МГ.

Результаты работы подтверждают перспективность внедрения магнитного контроля напряженного состояния металла в состав автоматизированных систем мониторинга технического состояния МГ, где он может использоваться в качестве дополнительного метода к ультразвуковым и визуальным методам неразрушающего контроля МГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кравцов А. Н., Гудим Ю. А., Кондрашова О. Г. Оценка напряжённо-деформированного состояния сварных соединений магистральных трубопроводов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 2. – С. 120–129.
2. Загидулин Р. В., Загидулин Т. Р., Аминев А. Ф., Осипов К. О. Контроль плоского напряжённо-деформированного состояния металлоконструкций индикатором механического напряжения ИН-02 // Евразийский Союз Учёных. – 2016. – № 26. – С. 37–38.
3. Загидулин Т. Р., Загидулин Р. В. Магнитный контроль напряжённо-деформированного состояния металлоконструкций индикатором механического напряжения металла ИН-02 сканирующего типа // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15, № 4. – С. 143–149.
4. Наумкин Е. А., Кузеев И. Р., Кондрашова О. Г. Изменение магнитных параметров при накоплении усталостных повреждений в стали трубопроводов // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 87–96.
5. Петров И. Н., Суслов А. И. Остаточные напряжения и их влияние на долговечность сварных конструкций. – М.: Машиностроение, 2012. – 248 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ТИПА

Е.А. Быков, Р.В. Агиней, В.С. Барменков, Е.А. Терентьев

*ООО «Газпром трансгаз Ухта», Ухтинский государственный технический
Университет, г. Ухта*

В настоящее время аппараты воздушного охлаждения газа (далее – АВОг) находят широкое применение в газовой, нефтяной и нефтехимической промышленности.

Актуальным вопросом в области эксплуатации АВОг является эффективность охлаждения технологического газа атмосферным воздухом, который перегоняется осевым вентилятором АВОг через алюминиевые трубные пучки.

Эффективность охлаждения выражается коэффициентом термодинамической эффективности E - безразмерным параметром, который определяет, насколько эффективно холодная среда отводит тепло при работе теплообменного оборудования, в частности АВОг.

Цель работы - определить коэффициент термодинамической эффективности E при замене, модернизации конструкции лопастей АВОг, а также применению КПВ АВГ.

Объект исследования - аппарат воздушного охлаждения горизонтальный, с расчетным рабочим давлением 120 кгс/см^2 , используемый для эксплуатации магистральных газопроводов, с количеством вентиляторов в секции - 3 шт., мощностью асинхронного электропривода вентилятора - 9 кВт, с количеством теплообменных секций в аппарате - 2 шт.

Способ 1. Замена металлических лопастей рабочих колес АВОг на стеклопластиковые.

По данным работы [1], замена металлических лопастей на стеклопластиковые на АВОг типа АВГ-120 МГ-3/9/2 позволяет достичь 40% экономии электроэнергии при том же расходе воздуха или возможности на 12% увеличить эффективный расход воздуха при номинальной нагрузке электродвигателя.

Способ 2. Модернизация АВОг при использовании КПВ используется с целью снижения рециркуляции и предотвращения срыва воздушного потока.

По результатам, приведенным в работе [1], можно увеличить расход воздуха и снизить температуру набегающего потока на $1-2^\circ\text{C}$ из-за увеличения строительной высоты между забором холодного воздуха и выбросом теплого

Способ 3. Модернизация конструкции лопастей рабочих колес АВОг, заключающаяся в следующем: на передней кромке по направлению вращения лопастей установлены технологические накладки для уменьшения радиальных и осевых нагрузок на электродвигатель при работе колеса.

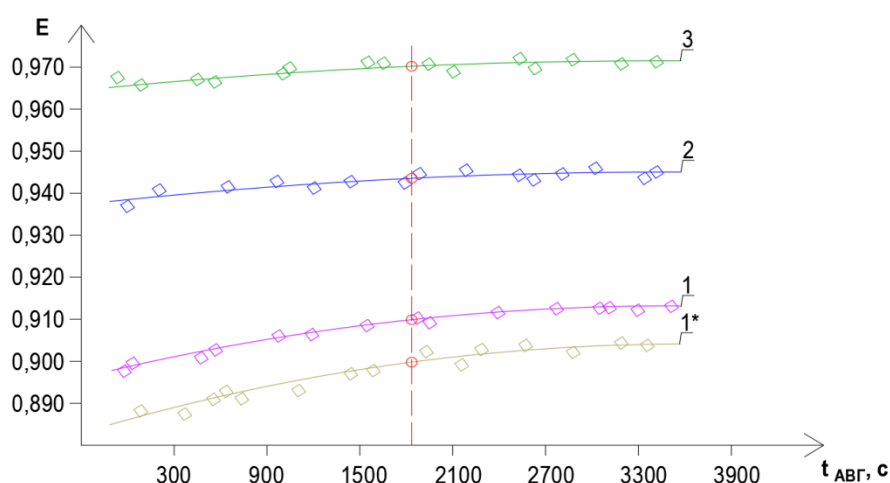
В [2] описан порядок проведения эксперимента при внедрении трёх способов модернизации АВГ, по результатам которого определена

эффективность работы АВОг в процессе модернизации: скорости наддуваемого воздуха V_v , м/с, нагнетаемого рабочим колесом к трубному пучку АВОг, силы тока I , А потребляемого при работе асинхронного электродвигателя, температуры технологического газа на выходе АВОг t_2 , °С.

Основываясь на результатах [2] и методики расчета [3], можно определить значения коэффициента термодинамической эффективности E для каждого способа модернизации АВГ (Рис.1):

$$E = \frac{W_1 \cdot (t_1 - \tau_2)}{W_2 \cdot (t_2 - \tau_1)}, \quad (1)$$

где W_1 и W_2 – водяные эквиваленты горячего и холодного теплоносителей, кДж/с;



t_1 и t_2 - температура горячего и холодного газа, °С;

τ_1 и τ_2 - температура горячего и холодного воздуха, °С.

Рисунок 1 – График изменения значений коэффициента термодинамической эффективности E АВГ-120 МГ-3/9/2 в течение 3600 секунд

(1*- соответствует значениям коэффициента E в заводском исполнении АВГ;

1 - соответствует значениям коэффициента E при использовании стеклопластиковых лопастей АВГ; 2 - соответствует значениям коэффициента E при использовании

стеклопластиковых лопастей и КПВ; 3 - соответствует значениям коэффициента E при использовании модернизированных лопастей рабочих колес АВГ; красная линия соответствует определению средних значений коэффициента E

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Модернизация вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения газа при реконструкции компрессорных станций магистральных газопроводов // «Turbinist. ru»: офиц. сайт. URL: <https://www.turbinist.ru/80-modernizacija-ventiljatorov-avo-gaza-pri.html> (дата обращения: 04.11.2024);
2. Быков Е.А., Агинец Р.В., Барменков В.С., Анализ методов повышения эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа горизонтального типа // Наука и техника в газовой промышленности. 2025 № 2 144 с;
3. Степанов О.А. Тепловой и гидравлический расчет теплообменного аппарата воздушного охлаждения. Тюмень: Редакционно-издательский отдел ГОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно строительный университет», 2009. 41 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АБХМ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОСЛЕ КОМПРИМИРОВАНИЯ

Т.И. Газизов, Г.К. Сыртланова
УГНТУ, г. Уфа

Постоянное повышение требований к энергоэффективности газотранспортных систем и необходимость снижения удельного потребления электроэнергии стимулируют поиск альтернативных решений в технологических процессах на компрессорных станциях. В настоящее время охлаждение природного газа после компримирования осуществляется с использованием аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО), работа которых сопровождается значительными энергозатратами на привод вентиляторов и ограниченной эффективностью при высоких температурах окружающего воздуха.

В качестве альтернативы предлагается внедрение абсорбционных холодильных машин (АБХМ), использующих теплоту сжатого газа в качестве источника энергии для собственного привода. Принцип работы основан на утилизации части тепловой энергии природного газа, нагретого после компримирования, для нагрева промежуточного теплоносителя, подаваемого в генератор АБХМ. Получаемый холод используется для охлаждения газа в отдельном теплообменнике с сохранением требуемой температуры на выходе из станции.

Реализация гибридной схемы с промежуточным хладоносителем обеспечивает термодинамическую устойчивость процесса, отсутствие прямого контакта газа с рабочими растворами АБХМ и возможность интеграции в существующую инфраструктуру без значительной реконструкции.

Применение данной технологии позволяет снизить потребление электроэнергии за счёт отказа от вентиляторов АВО и повысить общую энергоэффективность компрессорной станции.

Таким образом, использование абсорбционных холодильных установок в системах охлаждения природного газа представляет собой перспективное направление в области энергосбережения и рационального использования тепловых ресурсов газотранспортной инфраструктуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Абсорбционные холодильные машины для получения отрицательных температур охлаждения [Электронный ресурс] // «Кибер.Ленинка». – 2018. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/absorbtsionnye-holodilnye-mashiny-dlya-polucheniya-otritsatelnyh-temperatur-ohlazhdeniya/viewer> (Дата обращения: 20.10.2025)

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ТЕХНОГЕННЫХ ГРУНТОВ ВОКРУГ ТРУБОПРОВОДОВ В МЕРЗЛОТЕ

Н.А. Гаррис, А.Н. Бахтегареева, А.М. Шаммазов

УГНТУ, г. Уфа

Практика эксплуатации трубопроводов отмечает факты несоответствия проектных и фактических параметров [1], особенно на трубопроводах, проложенных в районах мерзлоты [2]. Прогнозирование режимов работы осложняется необходимостью определения значения коэффициента теплопроводности грунта [3] в районе прохождения трассы трубопровода, особенно с учетом нарушения криогенной структуры и перехода его в техногенное состояние, но и с развитием ореола протаивания в зоне теплового воздействия.

Одной из основных причин несоответствия фактических режимов работы трубопровода проектному является изменение характеристик грунта, который в результате производственной деятельности переходит в категорию техногенного. При строительстве трубопровода структура грунта, вмещающего трубопровод подвергается изменениям. Отсыпанный в траншею грунт имеет измененные свойства и содержит значительное количество ледяных включений, что приводит к изменению теплообмена трубопровода с окружающей средой. Уплотнить такой грунт до естественного состояния, особенно в условиях зимнего строительства, практически невозможно. Структура грунта разрушается и не подлежит восстановлению. А последующая эксплуатация трубопровода в отличных от проекта режимах может привести к аварийной ситуации.

В мерзлых грунтах влага содержится в связанном и свободном состояниях. Суммарная влажность мерзлых грунтов $W_c = W_n + W_l$ определяется наличием влажности мерзлого грунта за счет незамерзшей воды W_c и за счет ледяных включений W_c .

Для определения расчетным путем коэффициента теплопроводности грунта в мерзлом состоянии λ_m на основании [4] с учетом формулы Нерсесовой З.А. и зависимости для определения суммарной влажности мерзлого грунта, получена формула (1):

$$\begin{aligned}\lambda_m &= C_1 + C'_2 \cdot \rho_{ск} \cdot W_c + C'_3 \cdot \rho_{ск}, \\ C'_2 &= C_2 \cdot e^{-A(t_3 - t)}, \\ C'_3 &= C_3 + C_2 \cdot W_c \cdot (1 - e^{-A(t_3 - t)}),\end{aligned}\tag{1}$$

где $\rho_{ск}$ – плотность скелета грунта;

t – температура грунта;

t_3 – температура начала замерзания грунтовой влаги.

Коэффициенты C'_2 и C'_3 определяются в зависимости от соответствующих коэффициентов C_2 и C_3 для грунта в естественном состоянии [4]. Зависимость их от температуры грунта и температуры начала замерзания грунтовой влаги

позволяет при определении теплопроводности мерзлого грунта λ_m учесть влияние нестабильного состояния незамерзшей влаги.

Так, полученная формула (1) позволяет косвенным путем определить коэффициент теплопроводности грунта в режимах протаивания и промерзания, что значительно уменьшает трудоемкость этого процесса.

Кроме этого, показано, что на этапе проектирования трубопровода необходимо учитывать эффект самоуплотнения грунтов, влияющий на изменение как механических свойств грунта, так и на теплопроводность.

После проведения комплекса земляных работ с отсыпкой грунта, содержащего к тому же и ледяные включения, самоуплотнение грунтов обратной засыпки происходит в течение значительного времени. В зависимости от типа грунта этот период может составлять от 2,5 до 12 и более лет [5].

Учет гистерезиса [2] в проявлении теплопроводности грунта при промерзании-оттаивании мерзлоты, — явления неизбежного при годовом колебании температуры окружающей среды, позволит повысить точность прогнозных расчетов эксплуатационных режимов и работоспособность трубопровода в мерзлоте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтегареева А.Н. Особенности теплового расчета и регулирования режимов магистрального газопровода большого диаметра / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа: 2015. 22 с.
2. Гаррис Н.А., Нигматуллина Э.А. Интегральный подход к определению теплоотдачи трубопровода в мерзлоту // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 3-4. С. 7-12.
3. Бахтегареева А.Н., Гаррис Н.А., Исмагилов И.Г. Коэффициент теплопередачи газопровода большого диаметра и формула его определения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. № 4. С. 6-8.
4. Гаррис Н.А. Определение коэффициента теплопроводности грунта по его механическому составу // Нефтяное хозяйство. 1986. №3. С. 51–52.
5. Гаррис Н.А., Хузина А.Ф., А.И. Русаков А.И. Тепловой режим нефтепроводов в грунтах с нарушенной структурой // Нефтегазовое дело 2017. т.15. №4. С. 125-130.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСПАРЕНИЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОЗДУШНЫХ МАСС

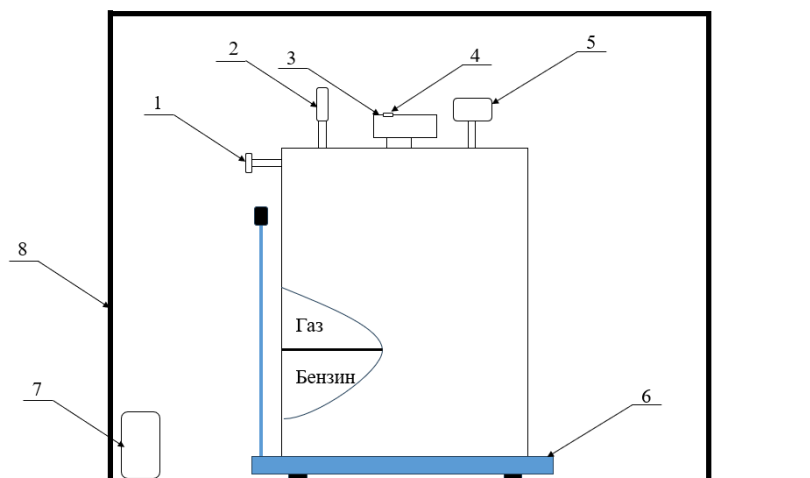
С.В. Глушков
УГНТУ, г. Уфа

Современные тенденции показывают, что использование нефти и нефтепродуктов в качестве источника энергии растёт год к году. При транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов возникают естественные потери, наибольшим источником таких потерь являются резервуары хранения, на них приходится около 80% [1].

Целью данного исследования является разработка системы автоматического учёта количества испарений нефти и нефтепродукта из резервуара в результате естественных потерь, а именно при «больших дыханиях» и «малых дыханиях».

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Проанализированы современные методики учёта естественных потерь и выделены слабые и сильные стороны [2].
2. Разработана математическая модель распределения паровоздушных масс, на основе которой производится учёт потерь [1].
3. Собран лабораторный стенд и проведены испытания (рисунок 1).



- 1 – датчик температуры; 2 – датчик давления; 3 – дыхательный клапан;
4 – датчик перемещений тарелки давления; 5 – датчик концентрации паров бензина;
6 – весы; 7 – тепловая пушка; 8 – тент

Рисунок 1 – Эскиз экспериментального стенда

Перед началом эксперимента и после его окончания резервуар с продуктом взвешен и показания зафиксированы, чтобы оценить достоверность расчётов разработанной методики.

Эксперимент проводился следующим образом. Посредством тепловых элементов (7), предварительно резервуар накрывался тентом (8), производился небольшой нагрев воздуха вокруг резервуара с бензином, примерно на 10-20

градусов Цельсия, чтобы бензин начал испаряться и поднялось давление в резервуаре, после чего нагрев прекращался и тент убирался. Затем подконтрольно поднималась на определенное расстояние и определённый угол тарелка давления (4) дыхательного клапана и фиксировался результаты давления (2), температуры (1) и концентрации (5). Тарелка давления приподнималась до тех пор, пока давление в резервуаре не становилось равно атмосферному. После получения необходимых данных, производилась их обработка и произведена проверка достоверности потерь по формулам и действительные потери испарений через дыхательный клапан.

Суть разработанной методики заключается в измерении расхода газовоздушной смеси, выходящей через дыхательный клапан, посредством замера избыточного давления внутри резервуара и степени открытия тарелки давления дыхательного клапана. После фиксирования показаний датчиков происходит расчёт потерь бензина по ранее предложенному механизму [3]:

1. С помощью выведенных формул, рассчитывается расход газовоздушной смеси через дыхательный клапан:

$$Q_{ГВС} = \sum Q_i, \quad (1)$$

где $Q_{ГВС}$ – суммарный массовый расход газовоздушной смеси через дыхательный клапан, кг/с;

Q_i – массовый расход газовоздушной смеси в i -ю секунду, рассчитанный по формуле $Q(\Delta P, h)$, кг/с.

2. Далее вычисляется масса лёгких фракций углеводородов (ЛФУ):

$$m_i = Q_i \cdot t \cdot C, \quad (2)$$

где m_i – масса газовоздушной смеси i -ю секунду, кг; t – 1 секунда, C_i – концентрация ЛФУ в i -ю секунду, выходящих из дыхательного клапана, замеренная с помощью газоанализатора.

3. Суммарные потери ЛФУ за весь период открытия тарелки давления:

$$m = \sum m_i \quad (3)$$

Результаты эксперимента продемонстрировали не только работоспособность разработанной методики, но и её достаточную точность для применения её в промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глушков С.В., Валеев А.Р., Хурамшина Р.А. Разработка методики вывода уравнений массового расхода через дыхательный клапан // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 1-2. С. 56-61. DOI: 10.24412/0131-4270-2024-1-2-56-61.
2. Глушков С.В., Валеев А.Р. Анализ методов учета количества испарений нефтепродуктов из резервуара // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. №3-4. С. 49-53. DOI: 10.24412/0131-4270-2023-3-4-49-53
3. Глушков С.В., Валеев А.Р. Система автоматического учета углеводородов при испарении из резервуара // Технологии нефти и газа. 2022. № 4. С. 50-54. DOI 10.32935/1815-2600-2022-141-4-50-54

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ

С.Д. Годовская, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа

Центробежные компрессоры (ЦБК) широко применяются в системах магистрального транспорта газа, на компрессорных станциях и в различных промышленных установках. Надёжность их работы определяет стабильность технологических процессов и безопасность эксплуатации трубопроводных систем, поэтому своевременная оценка технического состояния оборудования является одной из ключевых задач эксплуатации. Традиционные методы диагностики, основанные на виброакустическом и периодических контролях, требуют остановки агрегата или применения дополнительного оборудования. В то же время анализ технологических параметров, таких как давление (p), температура (T), расход (Q), частота вращения (n) и степень повышения давления (ϵ), позволяет проводить оценку состояния компрессора в режиме реального времени без вывода его из эксплуатации. Такой подход обеспечивает непрерывный мониторинг, повышает достоверность диагностики и способствует раннему выявлению дефектов. Для анализа состояния компрессора целесообразно использовать зависимости между основными параметрами его работы. Наиболее информативными являются коэффициент производительности, степень повышения давления, политропическая эффективность, температурный напор и удельная работа компрессора. Сравнение фактических значений этих параметров с эталонными характеристиками, определёнными при заводских испытаниях или в начальный период эксплуатации, позволяет фиксировать отклонения, вызванные изменением состояния проточной части, износом подшипников, нарушением герметичности уплотнений или снижением эффективности системы охлаждения.

В работе была проведена оценка технического состояния ЦБК типа 370-18-1 за длительный период наблюдения и определен коэффициент технического состояния (КТС) ЦБК в течение этого периода (рисунок 1).

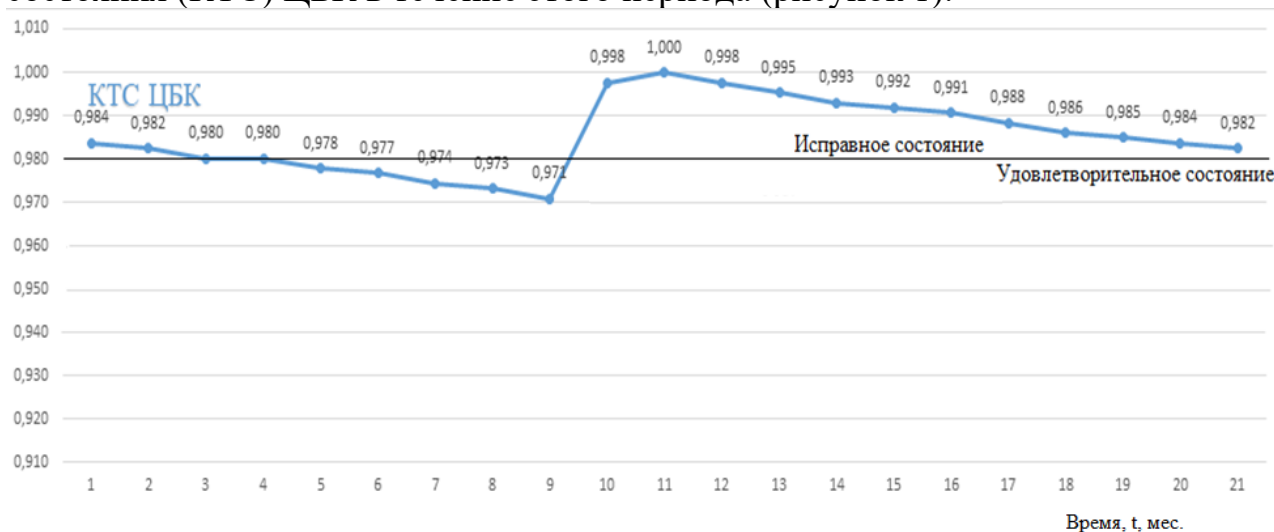


Рисунок 1 – Зависимость изменения КТС ЦБК от времени

Скачки на графике обусловлены проведенным текущим ремонтом ГПА, вследствие чего КТС в этот период увеличился.

Проведенная оценка технического состояния ЦБК типа Н-370-18-1 за определенный период времени с использованием технологических параметров показала свою достоверность. Наблюдается линейная зависимость КТС от времени работы ЦБК. На основе данной методики возможно построить тренды для всех используемых ЦБК (с учетом конструктивных особенностей каждого компрессора), и в режиме реального времени отслеживать их техническое состояние.

Методика оценки технического состояния компрессора с использованием газодинамических характеристик по параметрическим данным позволит перейти на качественно новый уровень раннего прогноза (предупреждения) аварийных ситуаций. Разработанная методика представляет важный шаг в области обслуживания и эксплуатации газоперекачивающего оборудования и повышения эффективности его работы. Предлагаемый подход позволяет своевременно выявлять неисправности, проводить профилактику и улучшать работу центробежного компрессора природного газа, что способствует более надежной и эффективной работе газопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Башмаков А.В., Годовский Д.А., Рахимова А.А. Методика определения технического состояния центробежного компрессора по параметрическим данным с использованием газодинамических характеристик. Сборник трудов XIX международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2024». Т.1- Уфа, Изд-во УГНТУ, 2024. – С.27-30.
2. Башмаков А.В., Годовский Д.А., Рахимова А.А. Оценка технического состояния центробежного компрессора по параметрическим данным с использованием газодинамических характеристик. Материалы 76-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых.- Том.1. Секция трубопроводного транспорта.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2025- С. 326-327.

ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Д.А. Годовский

УГНТУ, г. Уфа

Развитие газовой промышленности в значительной степени зависит от совершенствования эксплуатации и обслуживания систем трубопроводного транспорта природных газов из районов добычи в промышленные и центральные регионы.

Повышение эффективности эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) неразрывно связано с обеспечением необходимой энергосберегающей технологии транспорта газа, диагностированием установленного энергомеханического оборудования ГПА, выбором оптимальных режимов его работы, дальнейшим ростом общей технической культуры эксплуатации газопроводных систем в целом.

Бесперебойная работа ГПА во многом определяется долговечностью и надежностью лопаточного аппарата. Одной из главных причин выхода из строя ГПА является разрушение лопаток турбин [1]. Анализ отказов ряда промышленных турбоагрегатов показал, что примерно в 80 % случаев аварии происходят из-за усталостных повреждений лопаток. Для изготовления лопаток применяются различные материалы, покрытия и технологии. Рабочие и направляющие лопатки турбины работают в наиболее сложных эксплуатационных условиях: высоких и быстро сменяющихся температур (900 °С и выше), высоких нагрузок и вибраций, агрессивных сред (продукты горения воздушно-топливной смеси), эрозионного воздействия и т.п. Это приводит к появлению дефектов на лопатках турбины ГТУ и выходу их из строя. Кроме того, при разрушении хотя бы одной лопатки велика вероятность попадания обломков в проточную часть ГТУ, что приводит к повреждению других лопаток. Следовательно, для своевременного ремонта турбомашин и предотвращения аварийных ситуаций необходимо контролировать состояние лопаток в процессе эксплуатации, в частности развивать методы диагностики по состоянию.

Для оценки технического состояния лопаточного аппарата в настоящий момент применяются разрушающие и неразрушающие методы контроля. Разрушающие методы контроля применяются при исследованиях с целью продления назначенного ресурса лопаток, а также при изучении причин разрушения лопаток. Во всех других случаях применяются неразрушающие методы контроля. Однако для применения большинства неразрушающих методов требуется демонтаж лопаток и тщательная подготовка поверхности, что не всегда возможно на компрессорных станциях. Кроме того, используемые в настоящий момент методы обнаруживают уже образовавшиеся дефекты и не позволяют определить степень деградации материала, что актуально для оценки остаточного ресурса лопаток при эксплуатации. Как показывает практика, восстановительный ремонт лопаток производится без учета характера деградации материала лопаток [2].

Проведенные исследования показали, что для комплексной оценки технического состояния лопаток ГТУ с помощью неразрушающих методов контроля необходимо оценивать магнитные и электрические характеристики материала. Разработанная система диагностики элементов ГТУ, дает возможность прогнозировать состояние предразрушения деталей, разделять общую деградацию по видам, учитывать совместный вклад видов деградации и влияние эксплуатационных факторов, что позволяет более рационально подбирать методы ремонта элементов ГТУ и обеспечивает восстановление исходных эксплуатационных свойств деталей с целью кардинального увеличения ресурса [2-5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Смыслова М.К., Новиков А.В., Годовский Д.А. Оценка состояния лопаточного аппарата газовых турбин ГТК-10И/ Компрессорная техника и пневматика. 2007. № 1. С. 16-19.
2. Годовский Д.А. Комплексная дефектоскопия лопаток газотурбинных установок/ Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6. № 1. С. 147-152.
3. Годовский Д.А. Методика определения деградации материала лопаток турбомашин на ранней стадии/ Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 2. С. 139-145.
4. Годовский Д.А. Модель эксплуатационного состояния лопаток турбомашин при изменении их магнитного поля/ Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 1. С. 189-193.
5. Годовский Д.А. Оценка технического состояния рабочих лопаток турбины ГТН-25/ Нефтегазовое дело. 2005. № 3. С. 257-263.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ: АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В.Е. Горяинов, Е.В. Семиткина

УГТУ, г. Ухта

В условиях роста энергопотребления и ужесточения экологических требований повышение эффективности газотранспортной системы становится стратегической задачей. Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), являясь ключевыми элементами компрессорных станций, определяют технико - экономические показатели транспортировки газа.

В работе проведён комплексный анализ современных методов повышения эффективности [3] эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Рассмотрены технологические, организационные и экономические аспекты оптимизации работы компрессорных станций. Представлены перспективные направления модернизации с оценкой их практической реализуемости и экономического эффекта.

Актуальность исследования обусловлена:

- высокой долей энергозатрат на компримирование (до 12 % от объёма транспортируемого газа);
- значительным износом действующего парка ГПА (более 40 % оборудования старше 20 лет);
- необходимостью снижения углеродного следа отрасли.

Цель работы — системный анализ путей повышения эффективности эксплуатации ГПА и разработка практических рекомендаций по их [2] внедрению. Эффективность ГПА оценивается по комплексу показателей:

- Коэффициент полезного действия (η), рассчитываемый как отношение полезной мощности к затраченной:

$$\eta = N_{\text{зат}} / N_{\text{пол}} \times 100\%.$$

- Удельный расход топливного [1] газа ($q_{\text{уд}}$), кг/кВт·ч:

$$q_{\text{уд}} = N_{\text{эф}} / G_{\text{топ}},$$

где $G_{\text{топ}}$ — расход топлива, $N_{\text{эф}}$ — эффективная мощность.

- Коэффициент технической готовности ($K_{\text{тг}}$):

$$K_{\text{тг}} = T_{\text{обш}} / T_{\text{раб}},$$

где $T_{\text{раб}}$ — время работы, $T_{\text{обш}}$ — общее календарное время.

Ключевые факторы влияния:

- конструктивные особенности (тип привода, степень сжатия);
- режимные параметры (нагрузка, температура воздуха);
- качество [4] технического обслуживания;
- состояние газопроводной сети.

По данным ПАО «Газпром», парк ГПА включает:

- газотурбинные агрегаты — 65 %;
- электроприводные — 25 %;
- поршневые — 10 %.

Основные проблемы эксплуатации:

- снижение КПД на 8–12 % из-за загрязнения проточной части;
- перерасход топлива до 15 % при неоптимальных режимах;
- простои до 700 часов/год на агрегат из-за внеплановыми ремонтами.

Типичные причины потерь:

- разладка системы автоматического регулирования;
- негерметичность воздухопроводов;
- износ подшипников и уплотнений;
- несоответствие мощности нагрузке.

В рамках исследования будут детально рассмотрены два ключевых технологических направления оптимизации работы газоперекачивающих агрегатов: модернизация существующего оборудования и оптимизация режимов эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванов А.В., Петров С.Н. Энергоэффективность газотранспортной системы: монография. М.: Недра, 2022.
2. Smith J., Brown R. Modern Gas Compression Technology. London: Energy Press, 2021.
3. Отчёт ПАО «Газпром» о деятельности в области устойчивого развития, 2024.
4. Материалы конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (Москва, 2024).

РАЗРАБОТКА МНОГОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОРЦЕВОГО УПЛОТНЕНИЯ ДЛЯ ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С УЧЕТОМ ИЗНОСА УПЛОТНЯЮЩИХ ПАР

*С.А. Заплата, В.С. Кузнецов
УГНТУ, г. Уфа*

Торцевые уплотнения являются критически важным элементом роторного оборудования, обеспечивающим герметичность вала в условиях высоких давлений, скоростей и агрессивных сред. Несмотря на высокую степень надежности современных конструкций, их отказ остается одной из основных причин простоев и потерь в энергетике, химической промышленности и нефтегазовом секторе. Существующие методы расчета часто носят детерминированный характер и не учитывают комплексного взаимовлияния термоупругих деформаций, износа рабочих поверхностей и нестационарных режимов работы, что приводит к завышенным запасам прочности, снижению эффективности или преждевременному выходу из строя.

Синергетический учет взаимосвязи между гидродинамикой смазочного слоя, контактным взаимодействием микронеровностей, теплогенерацией и термоупругими деформациями позволит создать адекватную модель функционирования торцевого уплотнения. На основе этой модели возможно разработать методику оптимизации, которая обеспечит минимальную интенсивность износа при сохранении требуемых герметизирующих свойств на протяжении всего срока службы.

Целью исследования является повышение эксплуатационной надежности и ресурса торцевых уплотнений высокоскоростных центробежных насосов за счет создания комплексной многофизической модели и методики проектирования, учитывающей износ как функцию времени.

Был произведён анализ современных конструкций торцевых уплотнений и существующих математических моделей для выявления их ограничения и разработка сопряжённой многофизической модели торцевого уплотнения. На данный момент ведётся создание численной модели методом конечных элементов в программном обеспечении ANSYS и проведение верификации на основе экспериментальных данных.

В дальнейшем предстоит проведение параметрических исследований для определения влияния ключевых факторов на распределение температуры, величину деформации и интенсивность износа и на их основании разработка оптимизационной процедуры для выбора геометрических и режимных параметров минимизирующих интегральный износ за расчётный срок службы.

Благодаря предложенной методике инженерного расчёта в которой процесс износа интегрирован в итерационный цикл расчёта упругих деформаций и гидродинамики будет возможно прогнозирование изменения рабочих характеристик во времени, что в свою очередь позволит проектировать торцевые уплотнения с прогнозируемым и максимальным ресурсом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Торцевые уплотнения валов: справочник. - М.: Машиностроение, 2008. - 320 с: ил. - (Б-ка конструктора) / Мельник В.А.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПОДОГРЕВУ ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

А.А. Коховец, Н.В. Морозова
УГНТУ, г. Уфа

В работе выполнен обзор существующих технологий подогрева газа на газораспределительных станциях, который показал, что перспективным направлением является совершенствование подогревателей газа второго поколения (с промежуточным теплоносителем) [1]. Проведен анализ отказов подогревателей типа ПТПГ-30, который показал, что основная часть отказов связана с низкой эффективностью теплоизоляции корпуса, исходно низким КПД из-за утечки тепла во внешнюю среду и интенсивного образования конденсата и сажевых отложений при работе на частичной нагрузке. Значительная часть теплопотерь подогревателя приходится на его опоры, что снижает КПД установки.

Выполнены обзор современных теплоизоляционных материалов и расчет по оценке теплопотерь при использовании разных типов изоляций, которые показали, что вакуумные панели имеют кратное преимущество по снижению теплопотерь перед минеральной ватой (более чем в 6 раз) и аэрогелем (в 3 раза), что повышает КПД подогревателя на 8,6%. Также вакуумные панели обладают большей стабильностью величины теплопотерь в течение всего года, что повышает надежность и эффективность использования подогревателя.

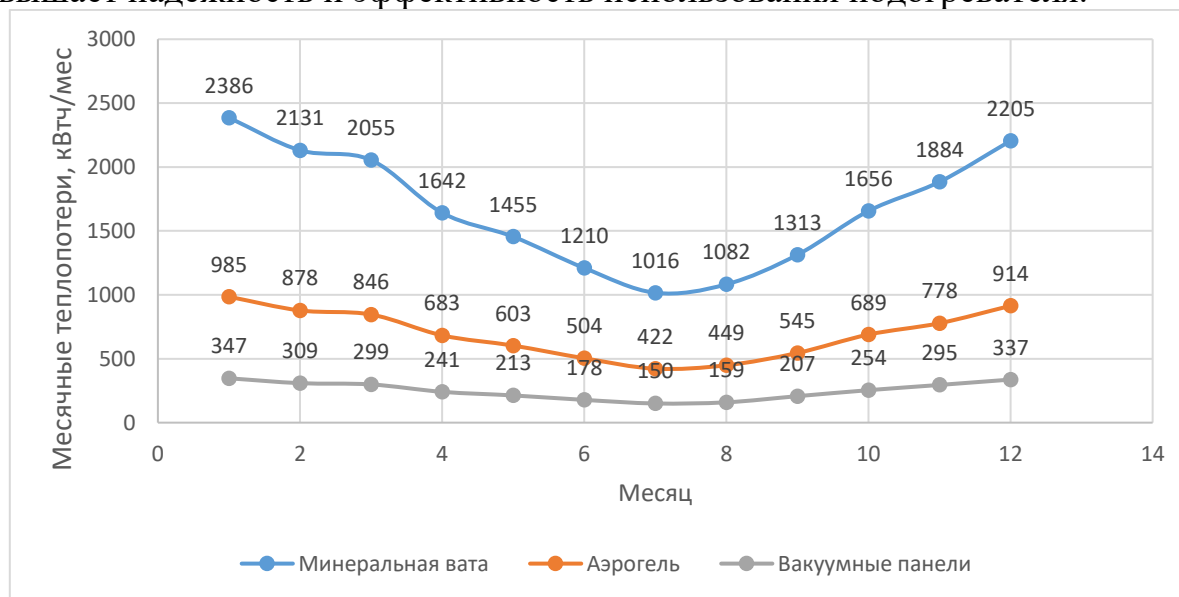


Рисунок 1 – Совмещенный график теплопотерь по месяцам

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Соловьева Н.М., Хворостян П.В. Подогреватель газа с промежуточным теплоносителем. Опыт применения [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gazprommash.ru/factory/vestnik/vestnik1/vestnik_st3/ (дата обращения: 20.03.2025).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЦИФРОВОЙ РАДИОГРАФИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Миронов
УГНТУ, г. Уфа

В период эксплуатации технологического оборудования на опасных производственных объектах возникает необходимость проведения неразрушающего контроля сварных соединений [1]. Многие объекты контроля находятся в защитном покрытии (металлической и тепловой изоляции).

Проведение радиографического контроля таких объектов без снятия «изоляции», с экспонированием на рентгенпленку не обеспечивает необходимого качества изображения, достоверной идентификации дефектов и требуемой чувствительности контроля [2]. Для достижения удовлетворительного результата предлагаем использовать цифровой плоскопанельный детектор размером 250*300 мм и программное обеспечение «Скринтест» производителя ООО «Монотест».

В качестве эксперимента был изготовлен макет прямой врезки Ø159/Ø108 из стали 09Г2С с унифицированными дефектами. Проведены тестовые работы по радиографическому контролю экспериментального образца в разных условиях (без изоляции, с изоляцией).

Контроль проводился тремя разными рентгеновскими аппаратами: Моноскан-3, производитель ООО «Монотест», импульсный, напряжение на рентгеновской трубке 200 кВ, Арина-9, производитель ООО «Спектрофлеш», импульсный, напряжение на рентгеновской трубке 300 кВ, Март-200, производитель ООО «Спектрофлеш», постоянного потенциала, напряжение на рентгеновской трубке 200 кВ.

Для достижения удовлетворительного качества цифрового изображения было определено фокусное расстояние 400 мм., время экспозиции определялось экспериментально по достижению необходимой чувствительности контроля.

По результатам проведенных тестов получили следующие результаты:

Моноскан-3 не было достигнуто необходимое качество изображения и требуемой чувствительности контроля по ГОСТ-7512-82 (данный импульсный рентгеновский аппарат имеет встроенный каллиметатор с раскрытием 40°, что характерно для контроля трубопроводов малого диаметра способом контроля на «эллипс», и больших диаметров фронтальным способом контроля). В ходе теста унифицированные дефекты были выявлены не в полном объеме (не выявлено скопление пор).

Арина-9 были достигнуты параметры качественного изображения и требуемой чувствительности (выявлены все унифицированные дефекты).

Март-200 были достигнуты параметры качественного изображения и требуемой чувствительности по всем параметрам (выявлены все унифицированные дефекты).

В итоге эксперимента рентгеновский аппарат Март-200 максимально удовлетворяет параметры контроля прямой врезки Ø159/108 сталь 09Г2С в защитном покрытии (металлической и тепловой изоляции), так как выдает постоянное непрерывное излучение, что не достигается импульсными рентгеновскими аппаратами.



Рисунок 1 – Макет прямой врезки Ø159/Ø108 из стали 09Г2С в «изоляции»

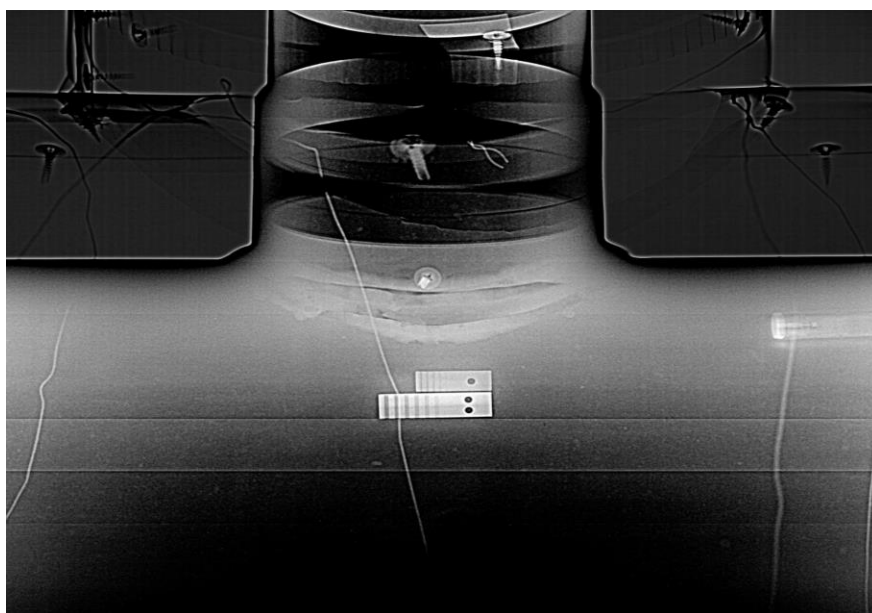


Рисунок 2 – Цифровое изображение прямой врезки Ø159/Ø108 в «изоляции»

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бархатов А.Ф. Системы цифровой радиографии для контроля качества сварных швов магистральных нефтепроводов. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013, №4.
2. Майоров А.А. Цифровые технологии в неразрушающем контроле. Сфера Нефтегаз. 2009, №3 (45).

ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕХОСЕВЫХ АКСЕЛЕРОМЕТРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВИБРАЦИИ НА ДИНАМИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ

*А.А. Миронов, А.И. Бибен
УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время на предприятиях нефтегазового сектора применяются разнообразные стационарные системы мониторинга состояния насосно-компрессорного оборудования и предназначены для непрерывного сбора параметров о состоянии подшипников качения, уровней вибрации, нагрузки на агрегат, его наработки, температуры, давления, количество оборотов и др. обработки полученных параметров и выдачи пользователю в удобном графическом и/или табличном виде для последующего анализа информации и принятия решения [1].

В системах предусмотрены механизмы сигнализаций и/или блокировок для аварийного отключения оборудования.

Для полного анализа вибрации подшипникового узла, необходимо измерение вибрации в трех направлениях – вертикальное, горизонтальное и осевое. Таким образом на 1 подшипниковый узел необходимо предусматривать 3 канала измерения вибрации. В итоге на 1 агрегат, состоящий из 4 подшипниковых опор, монтируется 12 датчиков вибрации и необходимо проложить кабельную линию из 12 проводников [2].

Для уменьшения количества датчиков и кабельных линии предлагается использовать 3-х осевые датчики вибрации – измеряющие вибрацию в трёх направлениях поочередно и передающие данные в стационарную систему вибромониторинга и/или вибродиагностики.

В статье рассматриваются и сравниваются различные места установки акселерометров на разные подшипниковые узлы, в зависимости от типов подшипников (рассматриваются радиальные и радиально-упорные подшипники). Также рассмотрена зависимость места установки акселерометров от системы смазки (жидкая и консистентная) и системы охлаждения подшипников.

Краткие выводы: монтаж 3-х осевых датчиков вибрации для агрегатов с горизонтальным расположением вала, возможен на подшипники с любой системой смазки, в тех случаях, когда отсутствует возможность монтажа в рекомендуемых нормативными документами точках (например: со стороны вентилятора охлаждения электродвигателя).

Дополнительно установлено что установка акселерометра в осевом направлении на роликовых подшипниках электродвигателя не имеет никакого

смысла, так как конструкция подшипника предусматривает осевое смещение в том числе для теплового осевого расширения ротора электродвигателя. При монтаже акселерометра на подшипниковый узел имеющий внешний кожух жидкостного охлаждения необходимо корректировать коэффициент усиления датчика в сторону увеличения, так как кожух охлаждения образует зазор, препятствующий распространению вибрации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические рекомендации по проведению диагностических виброизмерений центробежных компрессорных машин (ЦКМ) и центробежных насосных агрегатов (ЦНА) предприятий МХНП СССР (РДИ) 28.11.1991 г.
2. Ключев В.В. Неразрушающий контроль Справочник том 7, Москва, Машиностроение, 2003.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

К.С. Муратов, Р.А. Фазлетдинов
УГНТУ, г. Уфа

Подходы к прогнозированию аварий на магистральных трубопроводах переместились от реактивных методов, основанных на анализе уже произошедших отказов, к проактивным, нацеленным на предсказание и предотвращение потенциальных инцидентов. Это позволяет перейти от планово-предупредительных ремонтов к техническому обслуживанию по фактическому состоянию, что значительно оптимизирует затраты.

Основу прогнозирования составляют методы оценки рисков, которые интегрируют данные о состоянии трубопровода, свойствах транспортируемой среды и условиях эксплуатации. Ключевыми деградиционными механизмами, ведущими к авариям, являются коррозия (как внешняя, так и внутренняя), механические повреждения, дефекты сварных швов и стресс-коррозия. Для каждого из этих механизмов разработаны физико-математические модели, позволяющие оценить скорость деградации и остаточный ресурс оборудования. Например, для прогноза коррозионного износа используются модели, учитывающие агрессивность среды, температуру, давление и свойства материала [1].

Системы обучения аккумулируют информацию с различных источников мониторинга: внутритрубой диагностики (умные снаряды-дефектоскопы), данных систем SCADA (диспетчерского контроля и управления), результатов периодического обследования трассы и даже данных дистанционного зондирования Земли [2].

Таблица 1 – Сравнительная характеристика методов прогнозирования аварий

Метод прогнозирования	Принцип действия	Преимущества	Недостатки
Детерминистические модели	Основаны на физических законах и известных скоростях деградации (например, скорость коррозии)	Высокая объяснимость, не требуют больших исторических данных	Низкая точность при сложном взаимодействии факторов, не учитывают случайные события
Вероятностные модели (анализ рисков)	Оценивают вероятность отказа и его последствия на основе статистики и экспертных оценок	Позволяют ранжировать участки трубопровода по степени риска	Требуют обширных и достоверных статистических данных
Методы машинного обучения	Выявляют скрытые закономерности в исторических данных мониторинга	Высокая точность прогноза, способность адаптироваться к новым данным	"Черный ящик", требование большого объема размеченных данных для обучения

На удаленных месторождениях нефти и газа обогрев помещений в холодное время года ведется подогревом воздуха электрическими обогревателями сопротивления. Электроэнергия, как правило, вырабатывается мощностями ГТЭС. Удельные затраты топливного газа на выработку электроэнергии составляют в среднем $0,31 \text{ м}^3/\text{кВтч}$.

Анализ климатических условий региона показал, что температурные условия зимнего периода являются достаточно мягкими - основное количество времени отопительного периода температура наружного воздуха не опускается ниже минус 10°C (по результатам зимы 2017 г.). В этих условиях обогрев помещений можно вести кондиционерами, переключенными на подогрев подаваемого воздуха по типу работы теплового насоса [1]. При этом потребление электроэнергии кондиционером из сети будет в 2...4 раза меньше, чем выработка соответствующего количества тепловой энергии. То есть подогрев воздуха кондиционером в 2...4 раза выгоднее, чем прямой подогрев воздуха хитером электрического сопротивления.

Подогрев воздуха для подачи в помещения (рисунок 1) ведется с помощью электронагревательных устройств в 3 ступени.

Важнейшим элементом системы прогнозирования является внутритрубная диагностика. Данные, полученные с помощью магнитных, ультразвуковых или комбинированных дефектоскопов, являются исходной информацией для калибровки прогнозных моделей. Современные "умные снаряды" способны с высокой точностью детектировать и классифицировать дефекты: потери металла, вмятины, трещины и т.д. Интеграция этих данных с геоинформационными системами (ГИС) позволяет создавать цифровые двойники трубопроводов, что является вершиной эволюции систем прогнозирования. Цифровой двойник позволяет проводить виртуальные эксперименты, моделируя поведение трубопровода при различных сценариях эксплуатации и внешних воздействий [3].

Таким образом, прогнозирование аварий на магистральных трубопроводах превратилось в высокотехнологичную междисциплинарную область, сочетающую методы механики разрушения, коррозии, теории вероятностей и Data Science.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин Ф.М. "Защита трубопроводов от коррозии". М.: Недра, 2005.
2. Штандель А., Фербер М. "Цифровизация в энергетике: применение машинного обучения для прогноза отказов оборудования". TÜV SÜD, 2020.
3. Иванов Г.С., Петров К.Л. "Цифровые двойники магистральных трубопроводов: от концепции к внедрению". Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2022.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГРАДИЕНТОМЕТРА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

М.Х. Нуриахметов, Р.В. Загидулин

УГНТУ, г. Уфа

Для контроля повреждения изоляционного покрытия магистральных газопроводов (МГ) по электрическому полю тока утечки используется электропотенциальный метод НК. Локализация участка с повреждением изоляционного покрытия МГ осуществляется на основе измерения продольных и поперечных градиентов потенциала электрического поля тока утечки на поверхности грунта, в котором уложен МГ (рисунок 1).

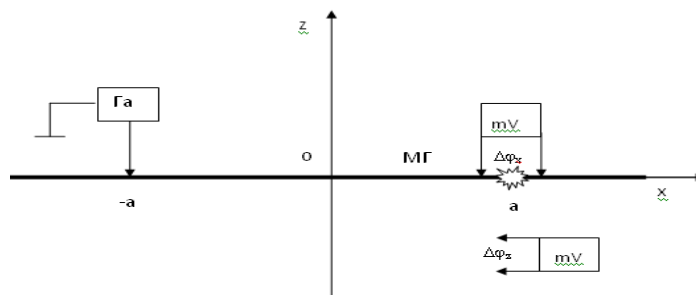


Рисунок 1 – Измерение продольного и поперечного градиента электрического поля тока утечки МГ

Надежность результатов контроля качества изоляционного покрытия МГ методом измерения градиента электрического потенциала зависит от чувствительности и помехозащищенности измерительной схемы. В общем случае оптимальные параметры градиентометрической схемы измерения количественных характеристик физического поля (потенциала, напряженности) определяются не субъективно, а на основе количественной оценки геометрического параметра чувствительности k и параметра помехозащищенности γ градиентометрической схемы измерения [1, 2].

В зависимости от условий измерения потенциала электрического поля тока утечки МГ, на их основе можно обоснованно выбирать величину базы - расстояния между измерительными электродами градиентометра (рисунок 1).

Изменением величины базы градиентометра обеспечивается наибольшая амплитуда измеренного сигнала градиентометра при меньшей помехозащищенности измерительной схемы и меньший уровень случайных помех в измеренном сигнале, но при меньшей амплитуде измеренного сигнала.

Геометрический параметр чувствительности градиентометрической схемы измерения электрического потенциала определяется по формуле (1):

$$k(l) = \frac{\Delta\phi(r, l)}{\phi(r)}, \quad (1)$$

где $\Delta\phi$ – разность электрического потенциала на расстоянии (базе) l , ϕ – величина потенциала в точке с радиус-вектором r (x, y).

Параметр помехозащищенности градиентометрической схемы измерения определяется по формуле (2):

$$\gamma(l) = \frac{k(l)}{l} \quad (2)$$

На рисунке 2 показаны графики зависимости параметров чувствительности и помехозащищенности схемы измерения продольного градиента потенциала электрического поля тока утечки МГ от величины базы градиентометра, полученные на основе формул (1) и (2).

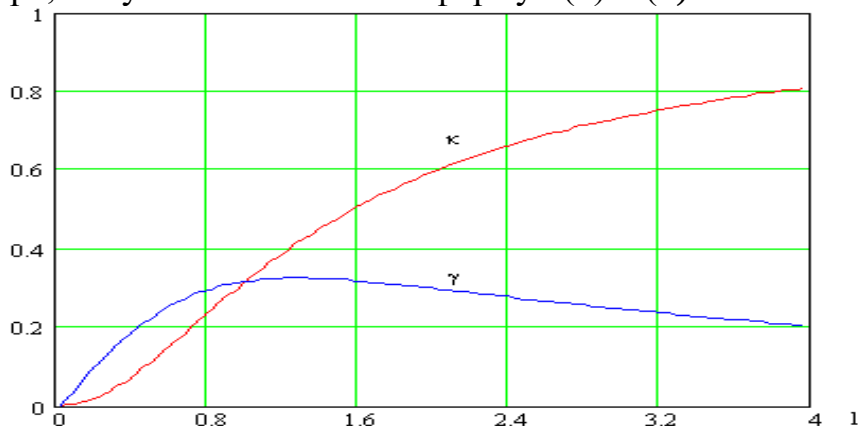


Рисунок 2 – Зависимость параметров чувствительности и помехозащищенности схемы измерения градиента потенциала электрического поля тока утечки МГ от величины базы градиентометра

Видно, что параметры чувствительности и помехоустойчивости схемы измерения градиента потенциала электрического поля тока утечки МГ являются противоборствующими, так как повышение показателей одного из этих параметров неизбежно приводит к снижению показателей другого параметра. Для обеспечения надежного обнаружения места повреждения защитного покрытия МГ (рисунок 1) необходимо, чтобы величина измеренного сигнала градиентометра была не ниже уровня половины амплитуды потенциала электрического поля тока утечки МГ, то есть величина геометрического параметра чувствительности должна быть, как минимум, равна $k(l) = \frac{l}{2}$.

Можно рекомендовать следующий подход при оптимизации градиентометрической схемы измерения электрического потенциала:

- при большом уровне помех в сигнале градиентометра необходимо обеспечивать большую величину параметра помехозащищенности градиентометрической схемы;
- при малом уровне помех в сигнале градиентометра необходимо обеспечивать большую величину геометрического параметра чувствительности градиентометрической схемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р., Коннов В.В. К вопросу дистанционного магнитометрического контроля стального трубопровода. Часть 1. К измерению напряженности магнитного поля над стальным трубопроводом в геомагнитном поле. – Контроль. Диагностика, 2015, № 1, с. 23-32.
2. Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р., Коннов В.В. Распределение напряженности магнитного поля над стальным трубопроводом в геомагнитном поле, содержащего локальные зоны концентрации механического напряжения металла. - Контроль. Диагностика, 2015, №5, с.9-17.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

А.Д. Павлов, О.Ю. Полетаева

УГНТУ, г. Уфа

Для большинства оборудования характерен показатель надёжности и остаточного ресурса оборудования. Наряду с особенностями конструкции машин, технологией их изготовления большое, влияние на разброс показателей надёжности и остаточного ресурса оказывают условия эксплуатации техники. Под условиями эксплуатации понимается климатические условия, квалификация обслуживающего персонала, состояние ремонтной базы, режимы работы, особенности хранения оборудования, обеспеченность запасными частями и т.д. В связи с этим статистическая информация должна отражать особенности режимов работы и условий эксплуатации машин [1].

На этапе предварительного анализа должны быть собраны и проанализированы следующие группы данных о сосудах:

- общая характеристика сосуда;
- данные о конструктивном и технологическом исполнении;
- данные о произошедших ранее авариях и отказах;
- данные о выполненных ремонтных работах;
- результаты выполненных ранее диагностических обследований и испытаний.

По результатам этих анализов проводится экспертная система (далее-ЭС), включающая следующие компоненты: базу знаний; подсистему логического вывода; модуль приобретения знаний; решатель; модуль отображения и объяснения решений; базу данных и систему управления базой данных; пакеты прикладных программ; интерфейс пользователя. Общение пользователя с ЭС осуществляется через интерфейс, представляющий собой вариант естественного языка. В процессе общения с пользователем происходит преобразование предложений естественного языка во внутренний язык представления знаний ЭС. В качестве внутренних языков ЭС наиболее часто применяются логические языки, языки продукционного типа или языки семантических систем. Описание задачи (запрос) пользователя на входном языке ЭС через решатель поступает в подсистему логического вывода, которая, используя информацию из базы знаний, генерирует рекомендации по решению искомой задачи, в нашем случае по остаточному ресурсу сосуда. Модуль отображения и объяснения решений, показывающий пользователю промежуточные и окончательные результаты решения задачи с пояснением действий ЭС [2].

Для диагностирования сосудов под давлением и оценки их остаточного ресурса эффективно применять управляющую экспертную систему (ЭС) на основе искусственного интеллекта. Такая система:

- Аккумулирует знания экспертов и разнородные данные (историю отказов, параметры работы, результаты обследований) в единой базе знаний.
- Осуществляет логический вывод в реальном времени, оценивая состояние сосуда и прогнозируя его изменение на основе встроенных правил.
- Работает с неопределённостью, используя нечёткую логику для обработки качественных экспертных оценок (например, "высокая степень износа").
- Непрерывно обучается, уточняя прогнозы по мере поступления новых данных об отказах и результатах диагностики.
- Объясняет свои решения, повышая доверие и обоснованность выводов о техническом состоянии и остаточном ресурсе сосуда.

Таким образом, интеграция управляющей экспертной системы на основе искусственного интеллекта в процессы диагностики и оценки остаточного ресурса сосудов, работающих под давлением, представляет собой качественный скачок в обеспечении промышленной безопасности. Уникальная способность такой системы аккумулировать разрозненные данные — от конструктивных особенностей и истории отказов до текущих параметров эксплуатации и человеческих экспертных оценок — и преобразовывать их в обоснованные, объяснимые прогнозы, кардинально меняет парадигму управления рисками.

Для опасных производственных объектов, где отказ сосуда под давлением может привести к катастрофическим последствиям, переход от реактивного подхода, основанного на реакции уже на произошедшие инциденты, к преактивному прогнозному управлению является не просто улучшением, а насущной необходимостью. Экспертная система на базе ИИ становится незаменимым цифровым экспертом, который работает круглосуточно, не подвержен субъективизму и способен в реальном времени анализировать сложнейшие взаимосвязи между условиями эксплуатации и состоянием оборудования.

Внедрение подобных интеллектуальных систем позволяет не только максимально точно прогнозировать остаточный ресурс и планировать ремонты, но и предотвращать аварии до их возникновения. Это закладывает основу для принципиально нового уровня безопасности, где каждое решение по техническому обслуживанию и эксплуатации сосуда под давлением принимается на основе глубокого, всестороннего и непрерывно обучающегося анализа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Расчетно-аналитическая оценка текущего и прогнозируемого технического состояния, оценка остаточного срока службы до прогнозируемого наступления предельного состояния: учебно-методическое пособие / УГНТУ, каф. ГТ ; сост.: О. Ю. Полетаева [и др.]. - Уфа: УГНТУ, 2023.
2. Муравьева Е.А., Шарипов М.И., Каяшева Г.А., Григорьева Т.В., Боев Е.В., Афанасенко В.Г. С40 Системы искусственного интеллекта. Часть 1: учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2018. – 108 с.

РАСЧЕТ ХОЛОДНОГО КОНДЕНСАТОПРОВОДА*Т.Д. Пономарев, С.Б. Матякубов, М.И. Байкова, О.Ю. Полетаева**УГНТУ, г. Уфа*

При расчете конденсатопровода используются формулы технологического расчета изотермического трубопровода, перекачивающего стабильные жидкости, с учетом давления насыщения и свойств при температуре перекачки.

В работе произведен расчет трубопровода для транспорта нестабильного конденсата от установки комплексной подготовки газа до завода подготовки конденсата к транспорту. Протяженность конденсатопровода 226 км, проектная производительность 220-560 т/ч, проектные режимы эксплуатации конденсатопровода: $p_n=4,0-7,4$ МПа, $t_n=-17\ldots-1,1^0$ С, $p_k=3,8$ МПа, t_k – не более 2^0 С. На основании рассчитанной нами по компонентно-фракционному составу нестабильного конденсата и свойствам индивидуальных углеводородов диаграммы фазовых равновесий [1] установлено, что рекомендованные термодинамические параметры перекачки находятся в поле, где только жидкая фаза.

Для проведения тепло-гидравлического расчета нами были определены плотность, вязкость, изобарная теплоемкость, коэффициент теплопроводности конденсата при температурах и давлениях перекачки [2,3].

Эксплуатация конденсатопровода нестабильна: изменяются производительность и термодинамические параметры перекачки. Были произведены расчеты неизотермического холодного трубопровода, перекачивающего нестабильный газовый конденсат, при разной производительности с учетом рельефа трассы (восходящих и нисходящих участков). Исходные данные для расчета холодного конденсатопровода: плотность - 690 кг/м^3 , динамическая вязкость - $0,127 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, изобарная теплоёмкость - $1870 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$, коэффициент теплопроводности конденсата - $0,1170 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; начальная температура перекачки – минус 17^0 С, начальное давление – $7,4 \text{ МПа}$, коэффициент теплопроводности стенки трубопровода – $33 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, коэффициент теплопроводности грунта - $1,8 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, температура грунта – минус 5^0 С. При моделировании процесса теплообмена толщина стенки трубопровода 8 мм, толщина грунта 1,5 м.

При производительности 220 т/ч конечное давление $4,75 \text{ МПа}$ и температура минус $3,5^0$ С, что соответствует проектным требованиям и газовая фаза не выделяется. При производительности 320 т/ч конечное давление $1,8 \text{ МПа}$ и температура минус $4,2^0$ С, что говорит о выделении газовой фазы. Причем при температуре минус 4^0 С газовая фаза начинает выделяться при давлении $2,8 \text{ МПа}$ (в соответствии с диаграммой фазового состояния) и уже на 160 километре трассы начинается двухфазное течение. Таким образом, для обеспечения плановой производительности до 560 т/ч необходимо либо изменять давление и

температуру в начале конденсатопровода, либо снизить процесс теплообмена с грунтом, что можно обеспечить использованием теплоизоляции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байкова М.И., Пономарев Т.Д., Полетаева О.Ю., Колчин А.В. Проблемы транспорта нестабильного газового конденсата в многолетнемерзлых грунтах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2024. № 5-6. С. 23-25.
2. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков; под общ. ред. Б.А. Григорьева.-М.: Издательский дом МЭИ, 2007. - 344 с.: ил.
3. Дудин С.М., Земенков Ю.Д., Саранчин Н.В., Шабаров А.Б. Моделирование фазового состава газоконденсата в трубопроводах// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 6 (84). С. 63-68.

ПРАКТИКА КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ: МЕТОДЫ, МОДЕЛИ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Пономаренко, Д.В. Божко
УГНТУ, г. Уфа

Коррозия трубопроводов на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири остаётся ключевой эксплуатационной задачей. Совместное влияние повышенного парциального давления CO_2 , возможных примесей H_2S , наличия водной фазы и переменных термобарических режимов ускоряет развитие локальных форм коррозии (питтинг, ручейковая коррозия) и снижает ресурс оборудования [1].

Практика подтверждает эффективность интегрированного мониторинга: онлайн-сенсоры ER/LPR для регистрации мгновенной скорости коррозии, гравиметрический контроль (купон-свидетели) для верификации агрессивности среды и внутритрубная диагностика (ВТД) для цифрового описания дефектов и расчёта остаточной прочности [3]. В полевых условиях эта «связка» дополняется узлами отбора проб, регламентами калибровки датчиков и автоматизацией дозирования ингибиторов.

Для прогноза ресурса применяются кинетико-массообменные модели CO_2 -коррозии и алгоритмы расчёта остаточного срока службы с учётом асимметрии нагрузок и коррозионного истончения стенки; это позволяет обосновывать интервалы профилактических ремонтов и приоритизацию обследований [2]. Цифровизация – от телеметрии до цифрового двойника участка сети – замыкает контур «измерение – аналитика – управление», включая адаптивное дозирование ингибитора по показаниям сенсоров.

Опираясь на промышленные практики, на объектах Уренгойского месторождения выполнен комплекс прикладных анализов: изучение образцов-свидетелей, отбор проб воды/конденсата с лабораторным определением pH минерализации, щёлочности, $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}_{\text{общ}}$ и следовых H_2S ; газохроматографическое определение состава и расчёт $p\text{CO}_2$; выгрузка режимных параметров (Т, р, расход, скорость) из телеметрии. Построены профили мгновенной и скользяще-усреднённой скорости коррозии и сопоставлены с гидравлическим режимом. Идентифицированы зоны повышенного риска — понижения профиля и участки после узлов сепарации с вероятным накоплением водной фазы. По результатам сформирована карта приоритетов коррозионной защиты и предложены практические меры: точки отбора проб, корректировки дозы ингибитора и применения на сложных участках труб из коррозионно-стойких материалов. Предложенные решения должны позволить достичь целевых уровней скорости коррозии $\leq 0,1$ мм/год и снижения доли быстро развивающихся дефектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений западной сибери. // Науки о Земле. 2023. № 3. С. 119–134.
2. Ибрагимов А.А., Подорожников С.Ю. и др. Расчётная модель и алгоритм определения остаточного ресурса трубопровода в условиях периодических изменений напряжений и коррозии // Сборник научных трудов ТюмГНГУ. 2014.
3. Кадакин В.П. Контроль коррозионного состояния магистральных нефтепроводов на основе внутритрубной диагностики // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. — 2008. — № 10.
4. Блохин В.А., Доросинский А.Ю., Манжосов А.К., Маркин А.Н. Новые подходы и инструменты коррозионного мониторинга. // Коррозия. 2020. № 1(43).

ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЯ СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ В РАЙОНАХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

С.В. Порошин, Н.А. Гаррис
УГНТУ, г. Уфа

Геотехнический мониторинг участка газового промысла выявил деформацию свай опоры эстакады коллектора сырого газа, расположенных в зоне многолетнемерзлых грунтов (рисунок 1). Отмечены подъём свай на величину до 60 мм и разрушение сварочного соединения ригеля с оголовком одной из свай вследствие изменения положения конструкции.



Рисунок 1 – Деформации опорных конструкций эстакад

Вероятной причиной повреждения является задержка начала процесса промерзания грунта в зимний период, приводящая к образованию зон криогенного пучения, обусловленных защемлением подземных водных линз при поверхностном замерзании почвы [1], а также интенсивное подтягивание влаги к фронту промерзания в период резкой смены температурных условий теплообмена в октябре – ноябре [2]. Это вызывает перемещение свай в вертикальной плоскости и изменение положения наземной части трубопровода, создающее риск аварии.

Для предотвращения аналогичных ситуаций при строительстве сооружений в условиях пучинистых грунтов рекомендуется учитывать влияние миграции влаги в зонах промерзания и предусматривать конструктивные решения, минимизирующие риски формирования зон морозного пучения грунтов [2,3,4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований №4, 2016, с. 749, 750.
2. Э.А. Закирова, Н.А. Гаррис. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 2. С. 85-92.
3. Гаррис Н.А., Акчурина Э.А., Бахтизин Р.Н. Сопряженная задача теплообмена с инъекцией холода с поверхности Земли // SOCAR Proceeding, 2018, № 2, р. 025-032.
4. Новичков А. В., Токарев А. П., Гаррис Н. А. Улучшение условий эксплуатации трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Вып. 4 (138), С. 76-88. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2022-4-76-88>.

МАГНИТНЫЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЕ

Е.В. Романов, Р.В. Загидулин
УГНТУ, г. Уфа

Важным критерием в процессе длительной эксплуатации криогенного оборудования нефте-газопереработки является обеспечение его надежности, долговечности и безопасности. Материалы для криогенного оборудования должны сохранять вязкость разрушения и обладать высокой прочностью. Широкое распространение в криогенной технике получили коррозионностойкие стали аустенитного класса с содержанием 18–20% Cr и 8–12% Ni, стабилизированные/нестабилизированные ниобием или титаном. Эти стали обладают хорошей технологичностью при холодной пластической деформации, сравнительно просто свариваются, не требуют термической обработки после изготовления конструкций, обладают высокой прочностью и высоким сопротивлением ударным нагрузкам при низких температурах, вплоть до температуры кипения жидкого гелия.

Однако указанная группа сталей склонна к мартенситным превращениям в результате деформации при работе в интервале криогенных температур, что в ряде случаев делает элементы конструкции из этих сталей непригодными к дальнейшему использованию.

Это связано с тем, что наличие в аустенитной стали мартенситной составляющей снижает пластичность и ударную вязкость при низких температурах, при этом мартенсит имеет больший удельный объем, чем аустенит, из-за чего в процессе изменения структуры стали возрастают упругие механические напряжения [1, 2]. В связи с этим обстоятельством поиск физических методов и технических средств неразрушающего контроля (НК) фазового состава деформационно-нестабильных сталей и материалов является актуальной задачей.

Существует достаточно много методов НК, чувствительных к структурному состоянию и поврежденности аустенитных сталей (оптические, акустические, металлографический, вихретоковый, рентгеноструктурный анализ, методы электронной микроскопии и др.), однако они имеют недостатки, ограничивающие их применение в производственных условиях. Перспективным методом НК криогенного оборудования на предмет наличия мартенситной фазы является коэрцитиметрический метод, который основан на измерении структурно-чувствительного параметра - коэрцитивной силы металла.

Задачей исследования является определение соотношения величины коэрцитивной силы и количественного содержания ферритной фазы в образцах, изготовленных из метастабильной аустенитной стали. Для этого были исследованы шесть цилиндрических образцов диаметром 10 мм, высотой 10 мм, изготовленных из стали марки AISI 304. Образцы подвергались воздействию однократной сжимающей нагрузки величиной 6 кН (образцы №1-3 нагружались при температуре $T=+15^{\circ}\text{C}$, образцы №4-6 предварительно охлаждались до

температуры $T=-196^{\circ}\text{C}$). Измерения содержания ферритной фазы и коэрцитивной силы образцов производились с помощью ферритометра МФ-51НЦ и коэрцитиметра КИМ-2М. Результаты измерений приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 - Изменение ферритной фазы и коэрцитивной силы образцов

№ образца	1	2	3	4	5	6
Содержание ферритной фазы СФФ, %	0	0	0	3,5	4,7	4,0
Коэрцитивная сила H_c , А/см	0	0	0	3,29	3,77	3,61

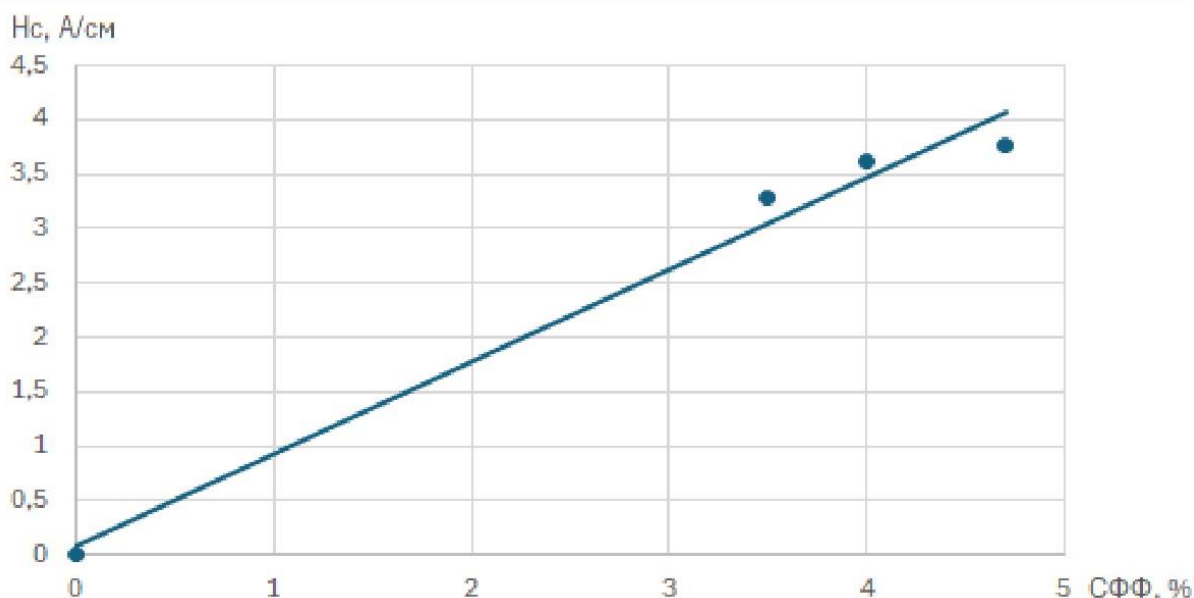


Рисунок 1 - Зависимость коэрцитивной силы от содержания ферритной фазы в стали марки AISI 304

Из рисунка 1 видно, что зависимость коэрцитивной силы от содержания ферритной фазы в стали марки AISI 304 близка к прямой (достоверность аппроксимации $R^2=0,98$).

Полученные результаты показывают, что магнитный метод НК по коэрцитивной силе металла может быть использован для оценки повреждённости криогенного оборудования по количеству содержания ферритной фазы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиппов, М.А. Стали с метастабильным аустенитом / М.А. Филиппов, В.С. Литвинов, Ю.Р. Немировский. – М.: Металлургия, 1988. – 255 с.
2. Курдюмов, В.Г. Превращения в железе и стали / В.Г. Курдюмов, Л.М. Утевский, Р.И. Энтин. – М.: Наука, 1977. – 236 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СПИРАЛЬНОГО ОТВОДА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАСОСА

Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов
УГНТУ, г. Уфа

Совершенствование конструктивных элементов центробежных насосов является одним из приоритетных направлений повышения надёжности и экономичности эксплуатации магистральных трубопроводных систем. Существенное влияние на характеристики агрегата оказывает спиральный отвод, обеспечивающий преобразование кинетической энергии потока в энергию давления. Геометрические параметры камеры, в том числе радиус кривизны и форма «языка», определяют равномерность распределения скоростей, уровень гидравлических потерь, радиальные нагрузки на вал и устойчивость режима работы [1].

Практика эксплуатации показывает, что именно в зоне спирального отвода возникают наиболее выраженные гидравлические потери и пульсации давления, которые приводят к дополнительным нагрузкам на узлы насоса и повышенной вибрации. Поэтому актуальной задачей становится разработка и внедрение конструктивных решений, позволяющих оптимизировать распределение потоков и повысить эффективность работы [2].

Модернизация спирального отвода заключается в изменении геометрических параметров: увеличение радиуса кривизны на 15 % и утолщение «языка» на 8 мм. Такие изменения обеспечивают плавное распределение скоростей по периметру сечения и уменьшают интенсивность рециркуляции. Для оценки эффективности решений применяются методы численного моделирования потоков в криволинейных каналах, основанные на решении уравнений Навье-Стокса и турбулентных моделей [3, 4]. Экспериментальная проверка проводится на гидравлических стендах, где фиксируются показатели КПД, амплитуды пульсаций и радиальные силы [5].

Полученные результаты подтверждают, что при модернизации коэффициент гидравлических потерь снижается с 0,092 до 0,078 (–15,2 %), а зона рециркуляции уменьшается примерно на 18 %. Одновременно коэффициент полезного действия насоса увеличивается с 0,79 до 0,812 (+2,8 %), что соответствует приросту КПД на 2–3 %. Амплитуда пульсаций давления в зоне выхода рабочего колеса снижается с 6,1 до 5,2 кПа (–15 %), а радиальная сила на вал уменьшается на 9–11 %. Эти показатели свидетельствуют о снижении вибрационных нагрузок и увеличении ресурса подшипникового узла [6].

Таким образом, модернизация спирального отвода обеспечивает комплексный эффект: уменьшение гидравлических потерь более чем на 15 %, рост КПД на 2–3 %, повышение кавитационной устойчивости и снижение вибраций. Практическая значимость заключается в том, что подобные изменения конструкции могут быть реализованы как при проектировании новых насосов, так и при реконструкции действующих агрегатов магистрального трубопроводного транспорта [7].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кириллин, В.А. Техническая термодинамика / В.А. Кириллин, В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин. – 5-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 560 с.
2. Голубев, А.И. Гидродинамика спиральных отводов центробежных насосов / А.И. Голубев, С.И. Плотников. – Вестник МЭИ. – 2017. – №4. – С. 21–27.
3. Гришин, А.В. Анализ работы спиральных камер насосов большой мощности / А.В. Гришин, Л.Н. Балацкий. – Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2019. – №2. – С. 55–62.
4. Сидоров, И.П. Моделирование потоков в спиральных камерах насосов на основе CFD-технологий / И.П. Сидоров, А.А. Кузнецов. – Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – 2021. – №3. – С. 88–95.
5. Хусаинов, Р.Ф. Повышение эффективности насосного оборудования магистральных нефтепроводов за счёт оптимизации проточной части / Р.Ф. Хусаинов, Д.И. Султанов. – Нефтегазовое дело. – Уфа: УГНТУ, 2023. – Т. 21. – №5. – С. 134–142.
6. Устинов, М.С. Модернизация устройств очистки магистральных нефтепроводов / М.С. Устинов, Ф.М. Мугалимов. – Труды УГНТУ. – Уфа: УГНТУ, 2022. – С. 39–40.

ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕТРИИ СПИРАЛЬНОГО ОТВОДА НА ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА

Н.А. Рябчиков

УГНТУ, г. Уфа

Центробежные насосы широко применяются в магистральном трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов, где они выполняют функцию поддержания давления и обеспечения заданных расходов на протяжённых участках системы. Энергетическая эффективность этих магистральных нефтеперекачивающих агрегатов (МНА) во многом определяется конструктивными элементами проточной части, среди которых ключевое значение имеет спиральный отвод [1]. Его основное назначение заключается в преобразовании кинетической энергии потока, выходящего из рабочего колеса, в потенциальную энергию давления. От геометрических параметров камеры отвода зависят равномерность распределения скоростей, уровень гидравлических потерь, величина радиальных сил на вал, кавитационная устойчивость и вибрационные характеристики агрегата [2].

Особая актуальность исследований спиральных отводов связана с их высокой чувствительностью: даже небольшое отклонение формы или размеров вызывает значимые изменения в характеристиках насоса. Оптимизация геометрии позволяет повысить экономичность работы, снизить нагрузку на опорно-упорный узел и увеличить ресурс эксплуатации оборудования [3].

Методы математического моделирования дают возможность описывать процесс преобразования энергии в спиральной камере на основе уравнения Бернулли и уравнений сохранения импульса. Параметризация площади поперечного сечения отвода производится через зависимость $A(\theta)$, где θ – угол обхвата. В качестве граничных условий используются фиксированные значения расхода, давления и скорости. Такой подход применяется в современных исследованиях для анализа влияния угла расширения и радиуса кривизны на характеристики работы МНА [4, 5].

Результаты моделирования показывают, что при увеличении угла расширения спирали с 6° до 10° зона рециркуляции сокращается примерно на 20 %, а коэффициент гидравлических потерь снижается с 0,092 до 0,076 [6]. Оптимизация профиля отвода обеспечивает рост коэффициента полезного действия с 0,78 до 0,81 (+3,5 %). Дополнительно установлено, что при увеличении радиуса кривизны спирали с $0,35D$ до $0,45D$ амплитуда пульсаций давления на выходе рабочего колеса снижается с 6,8 до 6,0 кПа (–12 %). Это приводит к повышению кавитационной устойчивости и уменьшению

вибрационных нагрузок, что напрямую связано с долговечностью подшипникового узла [7].

Таким образом, изменение геометрических параметров спирального отвода позволяет комплексно улучшить характеристики центробежного насоса: снизить гидравлические потери, уменьшить зоны рециркуляции, повысить КПД и увеличить ресурс работы агрегата. Практическая ценность заключается в том, что корректировка конструкции спиральной камеры обеспечивает повышение энергетической эффективности и надежности насосного оборудования в условиях эксплуатации магистральных трубопроводных систем [7].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кириллин, В.А. Техническая термодинамика / В.А. Кириллин, В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин. – 5-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 560 с.
2. Голубев, А.И. Гидродинамика спиральных отводов центробежных насосов / А.И. Голубев, С.И. Плотников. – Вестник МЭИ. – 2017. – №4. – С. 21–27.
3. Устинов, М.С. Модернизация устройств очистки магистральных нефтепроводов / М.С. Устинов, Ф.М. Мугалимов. – Труды УГНТУ. – Уфа: УГНТУ, 2022. – С. 39–40.
4. Гришин, А.В. Анализ работы спиральных камер насосов большой мощности / А.В. Гришин, Л.Н. Балацкий. – Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2019. – №2. – С. 55–62.
5. Сидоров, И.П. Моделирование потоков в спиральных камерах насосов на основе CFD-технологий / И.П. Сидоров, А.А. Кузнецов. – Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – 2021. – №3. – С. 88–95.
6. Хусаинов, Р.Ф. Повышение эффективности насосного оборудования магистральных нефтепроводов за счёт оптимизации проточной части / Р.Ф. Хусаинов, Д.И. Султанов. – Нефтегазовое дело. – Уфа: УГНТУ, 2023. – Т. 21. – №5. – С. 134–142.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОФАЗНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПРИВОДА В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

Р.Р. Саттаров

УГНТУ, г. Уфа

Нефтепроводный магистральный транспорт является хорошо развитой и совершенной технологической системой. На нефтеперекачивающих станциях (НПС) магистральных нефтепроводов привод центробежных насосов осуществляется с помощью высоковольтных электрических двигателей. Для главных насосов в основном применяются синхронные двигатели (СД) и асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (АД), рассчитанные на номинальную синхронную скорость вращения 3000 об/мин [1]. В последние годы преимущественно используются синхронные двигатели – благодаря их более высокому КПД, возможности работы с единичным коэффициентом мощности, лучшей совместимости с частотно-регулируемыми приводами и улучшенными массогабаритными характеристиками при больших мощностях (от 2 МВт и выше).

Необходимо отметить, что на НПС необходим регулируемый электропривод, что обусловлено технологическими и экономическими факторами. Регулирование обеспечивает гибкость и устойчивость гидравлического режима, значительную экономию электроэнергии, повышенную надёжность оборудования, совместимость с цифровыми системами управления. Так, регулирование скорости позволяет снизить потребляемую мощность пропорционально кубу частоты вращения, что даёт экономию до 20-30% электроэнергии [1]. Регулируемый электропривод позволяет обеспечить плавный пуск и торможение, ограничивая пусковые токи и гидравлические удары в трубопроводе. Переход от нерегулируемых приводов с дроссельным управлением к частотно-регулируемым электроприводам обеспечивает не только экономическую эффективность, но и безопасную, устойчивую работу всей транспортной системы.

Многофазные машины и регулируемые привод принципиально не отличаются от трехфазных и могут быть, как асинхронным, так и синхронным. С другой стороны, реализация многофазного электропривода потребует решения ряда задач. Основной задачей является изменение конфигурации обмоток для размещения дополнительных фаз, что потребует перемотки существующих двигателей или изменения технологий изготовления. Кроме того, необходимо проектирование инвертора и системы управления, которые должны обеспечивать работу множества независимых фаз, поддерживать баланс напряжений и токов, а также подавлять гармонические искажения. При этом в ряде исследований показано, что для многофазных машин с числом фаз, кратным трем, могут использоваться типовые трехфазные компоненты [2, 3].

Отметим следующие преимущества многофазных приводов. В трехфазных машинах в магнитном поле проявляются 5 и 7 гармоники. В шестифазной машине

можно добиться существенного снижения этих гармоник, что также снизит пульсации моментов. Также в многофазных машинах за счет изменения коэффициентов распределения и укорочения, в машинах той же мощности (с тем же током) получается снижение потерь в меди статора, например, для шестифазной на 6.7% [3].

В многофазных машинах и многофазных электроприводах повышается отказоустойчивость [2]. Так при потере одной фазы из-за повреждения обмотки в двигателе или полупроводникового ключа в инверторе мощность трехфазной машины снизиться в 1.73 раза, а при повреждениях в двух фазах – привод необходимо останавливать. Если отказ произойдет в одной или двух фазах многофазного привода, то снижение мощности будет минимальным и привод может продолжить работу. При этом в зависимости от применяемой схемы управления током в фазе снижение момента и мощности можно минимизировать за счет некоторого увеличения потерь в обмотке статора или обмотке ротора. Большая отказоустойчивость многофазных приводов потребует пересмотра методов обеспечения бесперебойной работы с резервированием только отдельных фаз. Это позволит получить большую надежность при меньших затратах.

Еще одним важным преимуществом является снижение требуемых номинальных значений токов полупроводниковых ключей. В многофазном электроприводе мощность распределяется по большему количеству фаз, поэтому компоненты оказываются менее нагруженными, что снижает требования к их номинальным параметрам. Например, для шестифазной машины требуемый ток фазы оказывается в два раза меньше, чем для трехфазной той же мощности. Также можно снизить требуемое напряжение звена постоянного тока и номинальные обратное напряжения полупроводниковых ключей [3].

Применение регулируемого электропривода на НПС — это технологическая необходимость в условиях современной эксплуатации магистральных нефтепроводов. Для снижения капитальных и эксплуатационных затрат перспективным является использование многофазного электрического привода. При этом наиболее целесообразным будет использование многофазного привода с числом фаз, кратным трем, так как в этом случае возможно использование типовых трехфазных компонентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шабанов, В. А. Проблемы внедрения высоковольтных частотно-регулируемых приводов на нефтеперекачивающих станциях / В. А. Шабанов, В. Ю. Алексеев, Б. В. Гузеев, М. И. Хакимьянов // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12, № 1. – С. 109–113.
2. Однокопылов, Г. И. Отказоустойчивый многофазный асинхронный электропривод с несинусоидальными токами / Г. И. Однокопылов // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322, № 4. – С. 151–154.
3. Levi, E. Multiphase induction motor drives—a technology status review / E. Levi, R. Bojoi, F. Profumo, H. A. Toliyat, S. Williamson // IET Electric Power Applications. – 2007. – Vol. 1, No. 4. – P. 489–516.

ПРОБЛЕМЫ ВОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ В ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ*К.И. Соловьев, А.М. Нечваль**УГНТУ, г. Уфа*

Образование водных скоплений в низких точках профиля магистральных нефтепроводов представляет собой серьезную технологическую проблему, оказывающую комплексное негативное влияние на надежность, безопасность и экономичность эксплуатации. Основными источниками воды являются пластовая вода, поступающая с добываемой нефтью, конденсат паров, а также остатки опрессовочной воды после гидравлических испытаний. Наличие водяных пробок инициирует ряд критических проблем, ключевой из которых является интенсификация коррозионных процессов. Застойная вода, особенно с высокой минерализацией и содержанием агрессивных ионов, служит электролитом для электрохимической коррозии. Наиболее опасны локальные питтинговые поражения, ведущие к сквозному протеканию стенки трубы и утечкам нефти с тяжелыми экологическими и экономическими последствиями [1].

Помимо коррозии, водные скопления приводят к значительному снижению пропускной способности трубопровода. Уменьшая живое сечение трубы, они вызывают рост гидравлического сопротивления, что для поддержания объемов перекачки требует повышенных энергозатрат. Кроме того, перекачка гетерогенной среды «нефть-вода» сама по себе энергетически менее выгодна по сравнению с транспортом однородной жидкости. Отдельным технологическим риском является залповый вынос скопившейся воды при изменении режима эксплуатации, что создает серьезные нарушения в работе узлов подготовки нефти на конечных пунктах, приводя к сбоям в технологическом цикле.

Для борьбы с водными скоплениями применяются несколько методов, каждый из которых обладает своими преимуществами и ограничениями. Наиболее простым и технологичным является гидродинамический метод, основанный на вытеснении воды потоком нефти. Однако его эффективность требует поддержания высоких скоростей перекачки, что не всегда достижимо или экономически оправдано. Механические методы, включающие использование поролоновых поршней и гелевых систем, демонстрируют высокую эффективность. Поролоновые поршни отлично подходят для осушки, а гелевые системы, обладающие способностью к самовосстановлению формы, незаменимы для трубопроводов сложной конфигурации, не оборудованных камерами для приема жестких очистных устройств. В качестве технологического решения также предлагается метод с введением легкокипящих жидкостей, которые, испаряясь, перемешиваются с водой, резко снижая плотность смеси и облегчая ее вынос потоком нефти даже при низких расходах [2].

Таблица 1 – Сравнительный анализ методов удаления водных скоплений

Метод	Преимущества	Ограничения
Гидродинамический	Не требует остановки перекачки, простота реализации	Необходимость высоких скоростей потока
Механический (поршни)	Высокая эффективность осушки, проходимость	Требует камер пуска/приема
Гелевые системы	Проходимость сложных участков, совмещение с ингибированием	Высокая стоимость реагентов
Технологический	Энергоэффективность, работа в штатных режимах	Сложность контроля процесса

Анализ литературных данных показывает, что существующие математические модели, описывающие условия выноса водных скоплений, например, классическая формула Чарного, часто дают завышенные оценки необходимых скоростей потока. Это связано с неучетом в упрощенных моделях всей сложности физических процессов на границе раздела фаз, таких как волнообразование и дробление пробок на отдельные фрагменты (слагги) [3]. Последние экспериментальные исследования указывают на то, что реальная скорость, необходимая для начала выноса воды, может быть в несколько раз ниже расчетной. Таким образом, проблема требует дальнейших комплексных исследований, направленных на разработку уточненных физико-математических моделей, а также комбинированных и адаптивных методов очистки. Создание адекватных моделей позволит оптимизировать режимы эксплуатации и разработать эффективные стратегии управления для минимизации негативного воздействия водных скоплений в условиях реальной эксплуатации сложных трубопроводных систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. — М.: Недра, 2018.
2. Патент RU 2341723 C1. Способ очистки полости трубопровода от водных пробок и устройство для его осуществления. — опубл. 20.12.2008.
3. Кутуков С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления // Трубопроводный транспорт: теория и практика. — 2020. — № 4.

ШАБЛОНЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СКОРОСТИ ВОЗДУШНОГО ПОТОКА В ВЕНТИЛЯЦИОННОМ ПРОЕМЕ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.В. Таланин, Д.А. Годовский
УГНТУ, г. Уфа,

Использование вентиляционных систем необходимая часть рабочего процесса, которая удаляет избытки тепла, удаление вредных веществ, осуществляет приток воздуха. Все это представляет из себя обширный комплекс дорогостоящего вентиляционного оборудования, требующего тщательного внимания со стороны курирующей организация. Проведение периодических обследований вентиляционных систем является одним из важных этапов их эксплуатации.

Рассмотрим вариант измерения скорости воздушного потока в вентиляционных проемах, который основан по ГОСТ 34060-2017, а выбор данных точек для измерения осуществляется по ГОСТ 12.3.018-79. Выбор точек показан на рисунке 1.

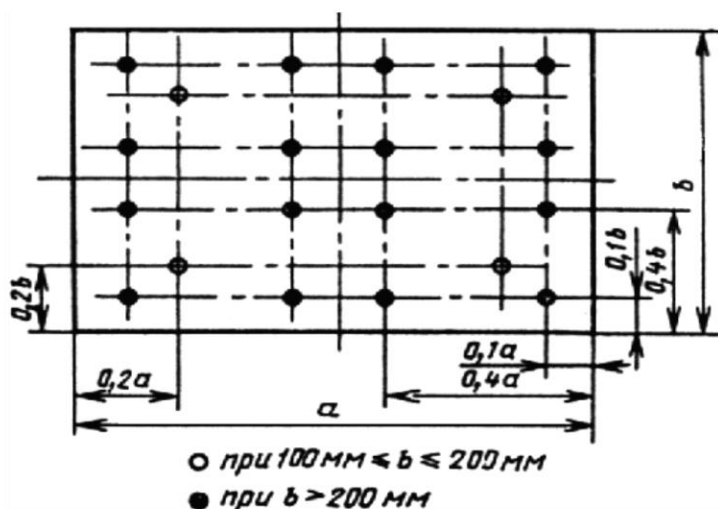


Рисунок 1 – Выбор точек ГОСТ 12.3.018-79

Замеры в проемах до 200х200 осуществляется по 4 точкам, более 200х200 мм по 16 точкам. В каждой точке нужно проводить измерение по 10 секунд, после окончания всех измерений процедуру повторяем для подтверждения результата, если есть сильные различия процедура повторяется. Все это усложняет процесс проведения измерений, так как приходится вручную отмерять данные точки, что приводит к увеличению время проведения замеров.

Данная проблема была решена созданием шаблона [1] для замера скорости воздушного потока в вентиляционном проеме (патент №RU 228424 U1).

Шаблон для замера скорости воздушного потока в вентиляционном проеме, содержащий каркас, по всей длине каждой из сторон которого выполнены сквозные отверстия с не более чем шестью ответвлениями каждое, в которых закреплен связывающий материал с возможностью его перемещения вдоль

отверстия и фиксации в ответвлениях отверстия. Отверстия расположены в точности как указано в ГОСТ 12.3.018-79. Данный шаблон предназначен для замеров в вентиляционных проемах от 100х100 мм до 200х200 мм. Схема шаблона показана на рисунке 2.

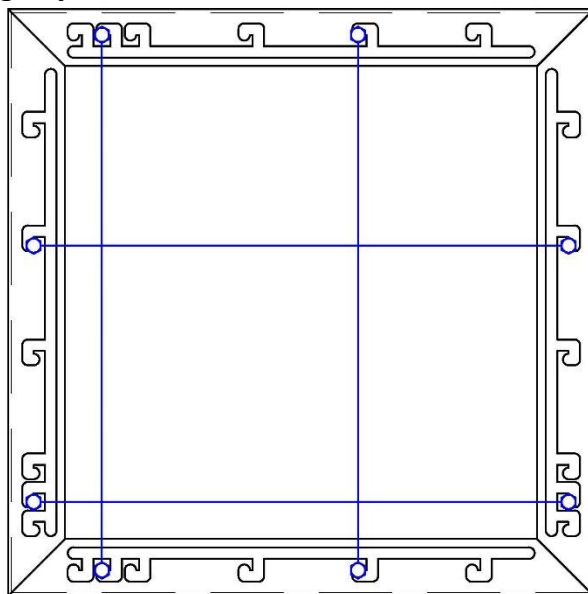


Рисунок 2 – Схема шаблона для измерения скорости воздушного потока в вентиляционных проемах

Данный шаблон позволяет проводить замеры скорости воздушного потока в таких размерах как 100х100, 100х150, 100х200, 150х150, 150х200 и 200х200 мм.

Для замеров скорости воздушного потока в вентиляционных проемах размерами от 250х250 до 1000х1000 мм, разработан и подан в Роспатент для получения авторских прав на полезную модель. Принцип и основа взята с предыдущего шаблона и имеет возможность проводить замеры на вентиляционных проемах размерами: 250х250, 250х300, 250х400, 250х500, 250х600, 250х700, 250х800, 250х900, 250х1000, 300х300, 300х400, 300х500, 300х600, 300х700, 300х800, 300х900, 300х1000, 400х400, 400х500, 400х600, 400х700, 400х800, 400х900, 400х1000, 500х500, 500х600, 500х700, 500х800, 500х900, 500х1000, 600х600, 600х700, 600х800, 600х900, 600х1000, 700х700, 700х800, 700х900, 700х1000, 800х800, 800х900, 800х1000, 900х900, 900х1000, 1000х1000.

Два эти шаблона упрощают процесс замера скорости воздушного потока при проведении оценки эффективности вентиляционных систем, ускоряет процесс и позволяет выполнять точные замеры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. RU 228424, МПК F24F 11/30, G01B 5/004. Шаблон для замера скорости воздушного потока в вентиляционном проеме/ Таланин А.В., Астафьев А.С, Кузнецова Е.А.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» - №2024115857; заявл.06.06.2024; опубл. 28.08.2024, Бюл. № 25 – 6 с.

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА DN500 НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ

*Д.С. Тихоненко, Р.В. Загидуллин
УГНТУ, г. Уфа*

Надёжность магистральных газопроводов (МГ) в значительной степени определяется состоянием металла труб и сварных соединений, которые со временем подвергаются коррозии, накоплению усталостных повреждений и деградации механических свойств. В условиях длительной эксплуатации традиционные методы диагностики, основанные лишь на визуально-измерительном или ультразвуковом контроле, оказываются недостаточными для обоснованного продления межремонтных интервалов. Современная практика требует интеграции данных контроля с результатами численного моделирования, что позволяет оценить напряжённо-деформированное состояние (НДС) и определить остаточный ресурс с учётом реальных параметров дефектов.

Объектом является участок МГ DN500, эксплуатируемый под рабочим давлением до 7,5 МПа. На основе данных ультразвуковой толщинометрии и радиографического контроля была построена цифровая модель прочности дефектных зон трубы. Для расчётов использовалась среда Python с библиотеками NumPy, SciPy, Matplotlib, а также комплекс FEniCS для решения уравнений метода конечных элементов.

Верификация модели проводилась по результатам разрушающих испытаний образцов металла труб, включавших растяжение, определение ударной вязкости и твёрдости по Бринеллю. Полученные механические характеристики стали основой для корректировки модели и расчёта коэффициентов запаса прочности [1].

Результаты моделирования показали, что распределение напряжений в околошовных зонах существенно зависит от геометрии дефекта: при глубине коррозионного повреждения свыше 20 % толщины стенки коэффициент запаса снижается ниже нормативных значений, что подтверждает необходимость досрочного ремонта. Построенные зависимости между глубиной дефекта, диаметром трубы и коэффициентом запаса позволяют прогнозировать момент достижения предельного состояния и планировать техническое обслуживание [2,3].

Научная новизна работы заключается в комплексной интеграции данных неразрушающего контроля и численного моделирования, что обеспечивает более высокую достоверность оценки остаточного ресурса по сравнению с изолированным применением методов. Практическая значимость заключается в возможности автоматизации расчётов в среде Python, тиражировании методики на другие объекты и формировании аналитической базы для принятия решений о ремонте [4,5].

Применение цифровой модели прочности МГ DN500 позволяет перейти от описательной диагностики к количественному прогнозу остаточного ресурса. Это обеспечивает повышение надёжности эксплуатации, оптимизацию планов ремонтных мероприятий и снижение аварийных рисков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шулятиков С. В. Техническая диагностика трубопроводов: учеб. пособие. — М.: Ассоциация строительных вузов, 2011. — 120 с.
2. Назаренко В. А., Карташев А. И. Диагностика и продление ресурса трубопроводов. — М.: Недра, 2016. — 348 с.
3. Чирков А. Н., Квашнин В. А. Компьютерное моделирование напряжённого состояния трубопроводов. — Уфа: УГНТУ, 2020. — 272 с.
4. Бахвалов Н. С., Жидков Н. П., Кобельков Г. М. Численные методы. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2017. — 636 с.
5. Васильев А. Т., Мерцалов В. Р. Повреждаемость материалов и прогнозирование ресурса: учеб. пособие. — М.: Машиностроение, 2018. — 312 с.

КОМПЛЕКСНЫЙ ВИБРАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

С.Н. Тюляндин

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург*

Эффективная эксплуатация и надежность основного перекачивающего оборудования на нефтегазоперекачивающих станциях являются критически важными задачами. Надежность работы магистрального насосного агрегата (МНА) в значительной степени определяется его вибрационным состоянием, которое служит объективным показателем имеющихся дефектов [1,2].

Современной практикой является экспертиза с использованием компьютерных моделей [3], опираясь на которые возможно отслеживать тенденции при изменении рабочих параметров виброизолирующих систем и определять стратегическую линию совершенствования их конструкции [4].

Целью работы является определение характера и изменение динамических нагрузок в подшипниках насоса и электродвигателя насосного агрегата НМ 7000-210 СТДП-6300-2. Рассмотрены два варианта установки: на фундаменте и на вибродемпфирующей раме с разной жесткостью опорных элементов.

Методика исследования. Оценка вибронагруженности осуществлялась методом конечных элементов (МКЭ) в программном комплексе ANSYS/WORKBENCH [5,6]. Модель состоит из оболочечных элементов SHELL63, элементов PIPE16 для трубопроводов и BEAM144/COMBIN14 для опор [5,7]. Для оценки влияния жесткостных характеристик рассмотрены три варианта амортизированного крепления: на амортизаторах АПМ-1700, А-2000 и АГП-2.1.

Результаты модального анализа. Расчет собственных частот выявил наличие группы частот, близких к рабочей частоте вращения роторной системы (50 Гц). В таблице 1 приведены первые собственные частоты при разных видах крепления.

Таблица 1 – Сводная таблица собственных частот при разных видах крепления

	Без рамы	На раме	Опоры монтажн ые	Амортизат оры А- 2000		Без рамы	На раме	Опора монтажная	Амортизато ры А-2000
f_1 , Гц	8.771	8.674	8.694	6.456	f_4 , Гц	37.93	35.43	35.484	33.161
f_2 , Гц	33.679	8.738	8.751	7.066	f_5 , Гц	39.15	35.65	35.724	33.350
f_3 , Гц	35.640	31.354	32.110	28.061	f_6 , Гц	40.80	36.10	36.484	33.852

Оценка динамических нагрузок в подшипниках насоса и двигателя. В таблице 2 приведены максимальные значения вибропараметров в характерных точках. Установлено, что виброскорости в опорных подшипниках больше, чем на лапах двигателя, однако динамические реакции в подшипниках существенно

ниже. Использование рамы приводит к увеличению вибрационных скоростей, но к значительному уменьшению динамических реакций.

Таблица 2 – Сводная таблица результатов расчета перемещений, виброскорости и реакций в характерных точках

Параметры	Установка на фундаменте					
	Двигатель			Насос		
	Подшипник со стороны муфты	Полевой подшипник	Лапа со стороны муфты	Подшипник со стороны муфты	Полевой подшипник	Лапа со стороны муфты
Перемещения, мкм	51	36	27	18	10,5	11
Виброскорости, мм/с	5,6	4,5	2,5	1,7	1,15	1,0
Реакции, Н	460	365	4100	150	143	1600
Установка на раме						
Перемещения, мкм	83	73	43	27	23,5	20
Виброскорости, мм/с	10,0	8,7	4,8	2,5	2,35	2,3
Реакции, Н	300	295	2125	95	79	1000

Выводы. На основе численного эксперимента установлено:

1. Уровень вибрационных параметров на насосе ниже, чем на двигателе.
2. Использование рамы позволяет снизить динамические нагрузки в подшипниках скольжения, что существенно увеличивает их ресурс.
3. Использование рамы для установки насосного агрегата приводит к увеличению вибрационных скоростей, но вместе с тем – к значительному уменьшению динамических реакций.
4. Использование амортизаторов изменяет частотные характеристики системы, но незначительно влияет на уровень вибраций.
5. Изменение вибрационных параметров линейно зависит от уровня вынуждающих нагрузок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2000. - 467 с.
2. Budilov, I. N. Multiphysics problem solving based on digital prototypes. I. N. Budilov, V. S. Zhernakov. Vestnik Ufimskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta, 2020. vol. 24, no. 3(89). – pp. 10-19. – EDN TPLDSTANSYS v10.
3. Метод конечных элементов в задачах нефтегазопромысловой механики/ В.Н. Аликин, И.Е. Литвин, С.М. Щербаков, В.П. Бородавкин. М.: Недра, 1992.-288 с.
4. G. S. Zakirova, V. V. Pshenin and A. A. Gustov, "Compensation of Temperature Deformations of Gas Pipelines," International Journal of Engineering, 38 7 (2025): 1699-1707, doi: 10.5829/ije.2025.38.07a.20
5. Казанцева В.В., Ожигин Д.С., Косарев Н.С., Сатбергенова А.К., Ожигина С.Б. Разработка комплексной системы геотехнического мониторинга техногенных объектов на основе геопространственных данных // Записки Горного института. 2025. EDN OKPFFR

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДЪЕМНОЙ СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НА ТРУБОПРОВОД ПРИ ПРОТАИВАНИИ МЕРЗЛОТЫ

Н.Ю. Фахрисламова, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа

При определении подъемной силы, действующей на трубопровод при протаивании мерзлоты, предложен подход, учитывающий стратификацию плотности грунта обратной засыпки. При сооружении трубопровода, обычно в зимний период, содержание льда в обратной засыпке велико, поэтому при протаивании мерзлоты в ходе эксплуатации обводнение траншеи значительно.

Исследование выполнено для условий нефтепровода "Среднеботуобинское НГКМ - трубопроводная система ВСТО" с узлом подключения в районе г. Ленск, проходящего в условиях многолетнемерзлых грунтов. Участок характеризуется чередованием талых и мёрзлых зон, наличием сезонного протаивания траншей и частыми случаями всплытия трубопроводов при нарушении устойчивости (рисунок 1).



Рисунок 1 – Всплытие подземного трубопровода вследствие растепления многолетнемерзлого грунта [1]

Силу Архимедова предлагается вычислять по интегральной формуле по хордам сечения, что позволяет корректно учитывать влияние осажденных плотных нижних слоёв талого грунта, которые, воздействуя на трубопровод, могут значительно увеличивать выталкивающую силу.

Архимедова сила на один погонный метр трубопровода:

$$q_A = g \int_{-R}^R \rho(z) 2\sqrt{R^2 - z^2} dz, \quad (1)$$

где $\rho(z)$ – плотность вытесняемого обводненного грунта, кг/м³, с учетом консолидации грунтов по вертикали z ;

R – радиус трубы ($R = 0,2672$ м).

Устойчивость трубопровода против всплытия обеспечивается, если удерживающая сила превышает расчётную выталкивающую силу с учётом

коэффициентов надёжности и запаса по материалу [2]. Минимально необходимая удерживающая сила определяется равенством между выталкивающей силой и суммарным весом трубопровода. Результаты расчётов приведены в таблице 1.

Нагрузка от собственного веса трубопровода включает вес металлической трубы, изоляционного покрытия и транспортируемого продукта. Суммарное значение по результатам расчета составило 2991,79 Н/м [3].

Результаты расчета для трех случаев приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета

Вариант вытесняемой среды в траншее	Плотность, кг/м ³	q_A , Н/м	B_{min} , Н/м	Результат
А – вода	1 000.00	2 200.35	-219.35	Трубопровод устойчив
В – состав 50/50 (вода/талый грунт)	1 400.00	3 080.49	889,63	Незначительное воздействие подъёмной силы
С – неравномерное распределение (низ 1800 / сред 1600 / верх 1100), кг/м ³	1 596,44	3512,74	1434,26	Сильное влияние плотных слоёв, требуется балластировка

Результаты показывают, что учет стратификация плотности среды в траншее по вертикали оказывает существенное влияние на устойчивость трубопровода. Это объясняется тем, что большая часть трубы погружена в нижние, более плотные слои талого грунта, следовательно, и вес вытесняемого обводненного грунта больше. Таким образом, реальная подъёмная сила определяется не средней плотностью смеси, а распределением $\rho(z)$. Такой подход позволяет уточнить действительные условия эксплуатации нефтепроводов в мерзлотных районах при расчетах балластировки трубопроводов.

Сравнение трёх вариантов сценариев показало, что потребность в балластировке возрастает с увеличением плотности грунта. При учёте стратификации протаявшего грунта требуемая балластировка выше, чем при расчёте «по воде».

В условиях многолетнемёрзлых грунтов опасность представляет морозное пучение, вызывающее рост вертикальных сил, направленных вверх, что может привести к всплытию или арочному выбросу трубопровода. В осенне-зимний период силы морозного пучения действуют совместно с выталкивающим давлением талых обводненных грунтов, влияя на трубопровод вследствие криогенных процессов.

Выводы:

1. Учёт стратификации плотности грунта в условиях многолетнемерзлых грунтов повышает точность определения действующей на трубопровод выталкивающей силы.

2. При расчете балластировки трубопровода в пучинистых грунтах на этапе проектирования необходимо учитывать совместное воздействие на трубопровод подъемной силы с учетом стратификации грунта и сил морозного пучения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Permafrost engineering. URL: <http://permafrost-engineering.com/galereya/heaving/>
2. ВСН 180-85. Инструкция по балластировке трубопроводов с использованием закрепленных грунтов. – М.: Стройиздат, 1985. – 37 с.
3. Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др. Типовые расчеты при сооружении газонефтепроводов. Учеб.пособие для вузов / Санкт-Петербург: Недра, 2011.–748 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СВАЙНЫХ ОПОР НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ

А.Э. Хаматишин, И.М. Руфанова
УГНТУ, г. Уфа

Функционирование магистральных нефтепроводов в регионах распространения вечной мерзлоты характеризуется комплексом специфических технических вызовов [1]. Особую актуальность приобретают вопросы обеспечения работоспособности свайных конструкций, поддерживающих надземные трубопроводы нефтеперекачивающих комплексов. Существенное влияние на их функциональность оказывает трансформация характеристик многолетнемёрзлых грунтов, что критически сказывается на прочностных характеристиках и периоде службы опорных элементов [2].

Температурное воздействие транспортируемой углеводородной продукции, варьирующееся в диапазоне от 5 до 25 градусов Цельсия, усиливает процессы таяния мерзлоты. Это приводит к дестабилизации температурного баланса в системе «трубопровод — опорная конструкция — грунтовое основание» [2]. Следствием становится снижение прочностных показателей мёрзлого массива, формирование очаговых зон просадок и, как результат, пространственное смещение и деформация опорных конструкций.

Анализ эксплуатационной практики демонстрирует, что в течение 7-10 лет периода функционирования трубопроводных систем выявляются вертикальные смещения опорных компонентов величиной до 20-30 сантиметров [3]. Основными факторами, провоцирующими данную проблематику, выступают отсутствие систематического контроля термического состояния грунтового основания и ограниченная эффективность применяемых систем термостабилизации [3].

Для минимизации потенциальных рисков внедряется комплекс как классических, так и инновационных технических решений. К традиционным методам относятся гравитационные термосифонные системы, теплоизолирующие защитные экраны и вентилируемые технологические проёмы. Параллельно развиваются активные системы охлаждения, эффективность которых определяется корректностью проектных расчётов и учётом региональных особенностей геокриологических условий [1].

В современных условиях приоритетное значение приобретает применение методов компьютерного моделирования с использованием специализированного программного обеспечения (Frost 3D, GeoStudio, ANSYS) [3]. Это позволяет осуществлять прогностическую оценку трансформации теплового режима свайных конструкций и определять вероятность снижения их несущей способности в долгосрочной перспективе.

Параллельно развивается направление геотехнического мониторинга, базирующееся на использовании сенсорных систем контроля температурных показателей, деформационных изменений и угловых отклонений [4]. Это обеспечивает возможность оперативной корректировки режимов эксплуатации и превентивного предотвращения аварийных ситуаций.

Значительный потенциал повышения эксплуатационной надёжности связан с внедрением современных конструкционных решений и материалов: свайных элементов со встроенными термосифонными системами, специализированных бетонных составов с пониженным коэффициентом теплопроводности, анкерных крепёжных систем, обеспечивающих фиксацию в стабильных слоях мерзлотного массива [5].

Практическая реализация данных технологических решений на объектах ведущих отраслевых компаний, таких как ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть», демонстрирует их высокую эффективность и способствует существенному снижению эксплуатационных рисков.

Следовательно, обеспечение надёжности надземных трубопроводных систем в условиях криолитозоны требует комплексного подхода, интегрирующего инженерное прогнозирование, систематический мониторинг и применение адаптивных систем термостабилизации. Данная методология способствует существенному продлению срока службы опорных конструкций и гарантирует безопасность функционирования объектов нефтетранспортной инфраструктуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Белопольский А.В. Обеспечение надёжности свайных оснований в районах вечной мерзлоты // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2018. – № 4. – С. 13–18.
2. Ермолаев В.А. Комплексный подход к оценке устойчивости фундаментов в ММГ // Геотехника. – 2017. – № 1. – С. 7–15.
3. Ильин В.Н., Чернов А.С. Моделирование температурного поля вокруг свайных фундаментов в условиях Крайнего Севера // Инженерно-строительный журнал. – 2019. – № 7(91). – С. 54–65.
4. Дмитриев В.А., Курбатов А.С. Информационные технологии в геокриологическом мониторинге // Вестник МГСУ. – 2021. – Т. 16, № 2. – С. 178–191.
5. Сахаров В.А. Инженерная мерзлотоведение: основы проектирования фундаментов на ММГ // Геотехническое строительство. – 2016. – № 2. – С. 27–33.

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ДЕФЕКТА ШАРИКА ПОДШИПНИКА С ПОМОЩЬЮ МИКРОФОНА И АКСЕЛЕРОМЕТРА СМАРТФОНА

Д.Р. Шафиков
УГНТУ, г. Уфа

Эффективность транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам зависит от стабильной работы динамического оборудования, в связи с этим важно обеспечить своевременное обнаружение неисправностей в нем [1]. Для диагностики насосов в основном применяется анализ вибрации и акустической эмиссии, однако в последнее время проводятся исследования в области оценки эффективности применения альтернативных средств обнаружения неисправностей, таких как микрофоны и смартфоны [2].

В работе выполнен анализ изменений воздушного звука (с помощью конденсаторного микрофона Blue Yeti в кардиоидном режиме) и вибрации (с помощью встроенного в смартфон акселерометра с частотой дискретизации ~ 395 Гц (частота Найквиста ~ 197 Гц)) в зависимости от степени дефекта шарика подшипника (SKF 6201-2RS) одноступенчатого центробежного насоса ($N=400$ Вт, $Q=35$ л/мин, $H=25$ м). Для искусственного создания дефекта на поверхности шарика подшипника были проделаны несквозные отверстия диаметром 0,2, 0,3, 0,4, 0,5, 0,6, 0,7, 0,8 мм и глубиной в половину диаметра (рисунок 1).



Рисунок 1 – Пример дефекта $\varnothing 0,3$ мм на шарике $\varnothing 5,556$ мм

Основные параметры для рассматриваемой конфигурации: $FR \sim 53$ Гц (частота вращения вала), $FTF \sim 20$ Гц (частота вращения сепаратора подшипника) и $BSF \sim 98$ Гц (частота вращения шарика). Дефект шарика производит микроудары каждый раз, когда проходит через зону нагрузки. Эти удары повторяются при частоте BSF , поэтому эта область особенно интересна для анализа соответствующих пиков на спектре огибающей BSF и соответствующих гармоник $2 \times BSF$, $3 \times BSF$.

Для отслеживания изменений с помощью микрофона лучший результат показало применение полосового фильтра 3÷6 кГц и 4÷9 кГц с последующим построением спектра огибающей. Полученная высота линии BSF для каждого диапазона была усреднена и получено значение (уср. выс. BSF). Коэффициент ранговой корреляции Спирмена оказался достаточно высоким ($\rho=0,929$, при $p=0,00086$ ($N=8$)).

Для отслеживания изменений с помощью акселерометра смартфона лучший результат показало вычисление высоты линий суммы пиков BSF, 2хBSF, 3хBSF на спектре огибающей (пик. выс. BSF и гарм.). Коэффициент ранговой корреляции Спирмена в данном случае существенно ниже ($\rho=0,667$, при $p=0,071$ ($N=8$)).

Зависимость изменений воздушного звука и вибрации от степени дефекта наглядно показана на рисунке 2. Для удобства значения амплитуды были приведены в дБ относительно исходного уровня (А).

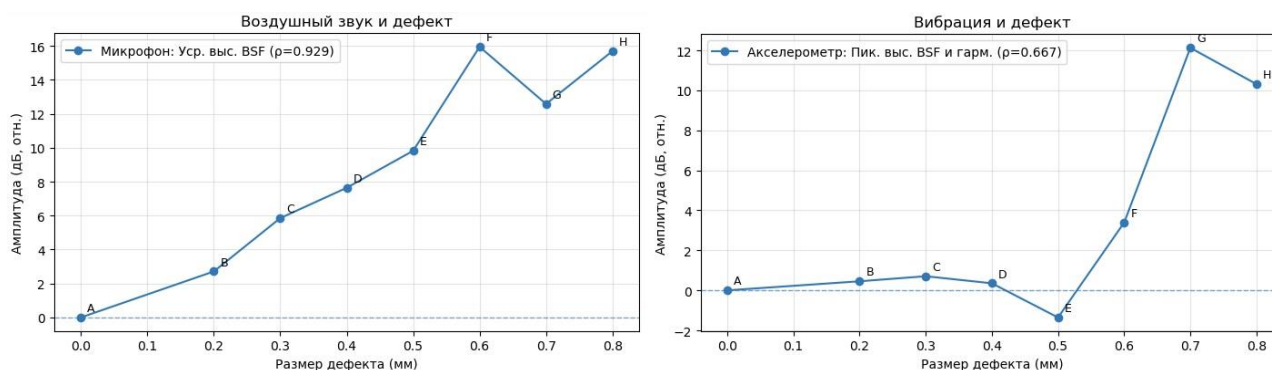


Рисунок 2 – Сравнение изменений в воздушном звуке и вибрации от степени дефекта

В данной конфигурации микрофон показал себя значительно лучше акселерометра смартфона. Высокий показатель критерия Спирмена для микрофона показывает, что возможно четко отслеживать степень дефекта. Худшие показатели акселерометра смартфона могут быть вызваны низкой частотой дискретизации, что не позволило отследить колебания выше ~197 Гц, а также ненадежным креплением и наложением на другие структурные вибрации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Valeev, A.R. History of technical diagnostics and repair organization systems in industry / A.R. Valeev, N.A. Atroshchenko, B.G. Kharrasov // Liquid and Gaseous Energy Resources. – 2022. – Vol. 2. – № 1. – P. 31-37. DOI: 10.21595/lger.2022.22706.
2. Mauricio, A. Bearing diagnostics and speed estimation via smartphone standalone data / A. Mauricio, T. Verwimp, K. Gryllias // Surveillance, Vibrations, Shock and Noise, Institut Supérieur de l'Aéronautique et de l'Espace [ISAE-SUPAERO]. – Toulouse, France: HAL, 2023. – URL: <https://hal.science/hal-04165858v1> (дата обращения: 21.10.2025).

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ СИСТЕМЫ МАСЛОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА

Т.И. Юмагулов, Ю.А. Фролов
УГНТУ, г. Уфа

Современные компрессорные станции являются ключевым звеном в нефтегазовом комплексе, а их бесперебойная работа напрямую зависит от надежности вспомогательных систем, среди которых система маслоснабжения играет одну из главных ролей. Она предназначена для обеспечения смазки, охлаждения, уплотнения и управления элементами газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Сложность данной системы, включающей множество взаимосвязанных компонентов, функционирующих в условиях высоких температур и давлений, делает традиционные методы анализа недостаточными для прогнозирования поведения в нештатных ситуациях и оптимизации режимов работы. В этой связи все более актуальным становится применение компьютерного моделирования, позволяющего создать виртуальный двойник системы маслоснабжения и проводить его всестороннее исследование [1].

Система маслоснабжения компрессорного цеха делится на два основных контура: общецеховой и агрегатный. Общецеховая система отвечает за прием, хранение и предварительную очистку масла. Она включает склад горюче-смазочных материалов (ГСМ) с емкостями для чистого и отработанного масла, помещение маслорегенерации с установками типа ПСМ-3000-1, насосы и систему маслопроводов с арматурой. Объем емкостей для чистого масла рассчитывается так, чтобы обеспечивать работу агрегатов не менее трех месяцев, а емкость подбирается равной объему маслосистемы ГПА плюс 20% для подпитки.

Агрегатная система, в свою очередь, обеспечивает непосредственную циркуляцию масла в пределах одного ГПА. Так на примере системы смазки ГТК-25И, она состоит из нескольких масляных насосов (главного, вспомогательного и аварийного), маслобака, охладителей, фильтров тонкой очистки, предохранительных клапанов и подогревателей [2]. Масло выполняет несколько функций: смазывает подшипники турбоагрегата и муфты, подается под высоким давлением на привод клапанов и, что особенно важно, используется в системе уплотнения центробежного нагнетателя, создавая гидравлический затвор, предотвращающий утечки газа.

Такая структурная и функциональная сложность дает математическое и компьютерное моделирование незаменимым инструментом для инженеров. Моделирование позволяет проанализировать переходные процессы, например, запуск системы, когда включается вспомогательный масляный насос, и масло под давлением начинает циркулировать по контуру. С помощью модели можно определить время, необходимое для выхода на номинальный режим, и оценить риски возникновения гидравлических ударов. Кроме того, моделирование особенно важно для анализа аварийных ситуаций, таких как отказ основного насоса или резкое падение давления в системе. Модель может быть использована

в настройке автоматики, которая, например, должна обеспечить аварийный слив масла из маслобака ГПА в специальную емкость с помощью электроприводных задвижек в случае пожара. Оптимизация работы отдельных компонентов – еще одна ключевая задача. Моделирование гидродинамики в маслоохладителе помогает подобрать его конструкцию для максимально эффективного отвода тепла, а анализ потока через фильтры со сменными элементами позволяет прогнозировать их загрязнение и своевременно инициировать переключение на резервный фильтр при достижении перепада давления около 0,8 МПа [3]. В таблице 1 приведены ключевые элементы (объекты) моделирования, определены цели и ожидаемые результаты.

Таблица 1 – Ключевые объекты моделирования в системе маслоснабжения и решаемые задачи

Объект моделирования	Цель моделирования	Ожидаемый результат
Трубопроводная сеть	Анализ гидравлических потерь, распределения давления и расходов масла в разных режимах работы.	Оптимизация диаметров труб, снижение энергопотребления насосов.
Система уплотнений нагнетателя	Моделирование поддержания давления масла на 0,02–0,04 МПа выше давления газа.	Предотвращение утечек технологического газа и обеспечение надежности уплотнений.
Работа предохранительной арматуры	Расчет моментов срабатывания предохранительных клапанов для сброса избыточного давления	Повышение безопасности системы, защита оборудования от разрушения.

Таким образом внедрение компьютерного моделирования процессов системы маслоснабжения компрессорного цеха открывает путь к переходу от планово-предупредительных ремонтов к обслуживанию по фактическому состоянию. Прогнозирующие модели, основанные на данных о реальном износе фильтрующих элементов, качестве масла и динамике изменения давления, позволяют оптимально планировать ремонтные работы и минимизировать незапланированные простои дорогостоящего оборудования. В этом случае моделирование становится не просто инструментом анализа, а ключевым элементом в построении цифрового двойника компрессорной станции, что в конечном итоге приводит к повышению уровня ее эксплуатационной надежности, безопасности и экономической эффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эксплуатация компрессорной станции «КС-2» Г/П «Пермь-Казань-Горький» / Уфимский государственный нефтяной технический университет. — Уфа, 2015.
2. Система маслоснабжения компрессорной станции и газоперекачивающих агрегатов // Studfile. — URL: <https://studfile.net/preview/11569587/page:55/>
3. Общецеховая маслосистема компрессорной станции // Studfile. — URL: <https://studfile.net/preview/9196436/page:17/>

ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

*Н.А. Юнак
УГНТУ, г. Уфа*

Расчет надежности нефтегазового оборудования представляет собой одну из наиболее сложных и ответственных задач в инженерной практике, особенно когда речь идет о таком критически важном элементе, как центробежные секционные насосные агрегаты (ЦСН). Эти агрегаты, предназначенные для поддержания пластового давления путем закачки воды в нефтяные скважины, работают в условиях интенсивных механических, гидравлических и коррозионных нагрузок. Проблемы адекватной оценки их надежности носят системный характер и начинаются с фундаментального выбора математической модели. Традиционные подходы, основанные на экспоненциальном распределении, предполагают постоянную интенсивность отказов, что в корне неверно для сложных механических систем. Для ЦСН более адекватными являются распределения Вейбулла или логарифмически нормальное, которые учитывают периоды приработки, нормальной эксплуатации и износа. Однако определение параметров этих распределений требует колоссальных объемов статистических данных по отказам, которые зачастую либо отсутствуют, либо являются репрезентативными лишь для конкретных условий эксплуатации [1].

Основная проблема заключается в сильной зависимости надежности ЦСН от множества внешних и внутренних факторов, которые сложно формализовать. К ним относятся химический состав и абразивность закачиваемой воды, стабильность электроснабжения, квалификация обслуживающего персонала и качество проводимых ремонтов. Стандартные методики расчета, опирающиеся на справочные данные, не в состоянии учесть эту специфику. Например, один и тот же насосный агрегат на двух разных месторождениях будет иметь кардинально различающиеся показатели наработки на отказ из-за различий в воде и культуре технического обслуживания. Это приводит к тому, что расчетные значения надежности, такие как средняя наработка на отказ (MTBF) или вероятность безотказной работы $P(t)$, могут на порядок отличаться от реальных, что ставит под сомнение целесообразность планирования ремонтов и создания запасов дорогостоящих запасных частей на их основе.

Особую сложность представляет собой многокомпонентность самого агрегата. ЦСН состоит из электродвигателя, муфты, опорных подшипников, ротора с рабочими колесами и уплотнений. Каждый из этих элементов имеет свою собственную функцию распределения отказов, а отказ любого из них приводит к отказу всей системы. Расчет надежности такой системы «последовательного» типа требует точных данных по каждому компоненту. Однако на практике данные по надежности, например, торцевых уплотнений, полученные от производителя, могут не учитывать работу с примесями песка, что кардинально меняет картину. Более того, традиционные расчеты часто игнорируют процессы деградации,

фокусируясь лишь на бинарном состоянии «работает/не работает». Современный подход требует перехода к прогнозированию остаточного ресурса на основе данных вибромониторинга, анализа масел и термографии, что является качественно иной, более сложной задачей [2].

Таблица 1 – Усредненные данные по интенсивности отказов основных узлов ЦСН в типичных условиях эксплуатации

Узел центробежного секционного насосного агрегата	Наиболее частые причины отказов	Условия интенсивность отказов, λ ($\times 10^{-6}$ 1/час)
Торцевое уплотнение	Износ пар трения, попадание абразивных частиц	15,2
Опорные подшипники	Усталостное выкрашивание, недостаточная смазка	8,7
Рабочие колеса	Кавитационная эрозия, гидроабразивный износ	5,1
Корпус насоса	Коррозионно-механический износ	2,3
Сальниковые уплотнения	Износ, перегрев	12,5

Проблема усугубляется отсутствием единой отраслевой базы данных по отказам, которая позволила бы проводить более точные и адаптированные расчеты. Таким образом, существующие методы расчета надежности ЦСН зачастую дают лишь ориентировочную оценку. Перспективой развития является интеграция традиционных вероятностных методов с системами мониторинга технического состояния в реальном времени и технологиями предиктивной аналитики на основе машинного обучения. Это позволит перейти от планово-предупредительных ремонтов, основанных на календарном графике, к техническому обслуживанию по фактическому состоянию, что является ключом к значительному повышению эксплуатационной готовности и снижению затрат в нефтегазодобыче [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рябинин, И.А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем / И.А. Рябинин. – СПб.: Политехника, 2020. – 276 с.
2. ГОСТ Р 27.301-2021. Надежность в технике. Управление надежностью. Основные положения.
3. Барлоу, Р. Математическая теория надежности / Р. Барлоу, Ф. Прошан. – М.: Советское радио, 2021. – 488 с.

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОЛОЖИТЕЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ (ПЕРЕКАЧКИ), ПРОЛОЖЕННЫХ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

И.Р. Байков, А.В. Милованова, Э.А. Матросов, г. Новый Уренгой

В ходе эксплуатации трубопроводов подземного исполнения, транспортирующих продукты с положительными температурами перекачки и проложенных в сложных гидрогеологических условиях (распространенность многолетнемерзлых и просадочных грунтов), были выявлены изменения положений осей трубопроводов в пространстве (осадки, всплытия) по причине потери несущей и удерживающей способности грунтов вследствие их оттаивания.

Для определения причин возникающих пространственных перемещений объектов была проведена комплексная исследовательская работа:

- по изучению фактических параметров теплоизоляции лабораторными разрушающими методами контроля – исследование образцов теплоизоляции, отобранных в период ремонтных работ с объекта эксплуатации, и образцов, отобранных с новых труб;
- моделирование прогнозного растепления грунтов с учётом эксплуатационных данных (определение фактических значений коэффициента теплопроводности и прогнозирование ореола оттаивания);
- по определению достаточности объема выполненных инженерных изысканий, принятых проектных решений с учётом гидрогеологических условий;
- по анализу данных геотехнического мониторинга и данных, полученных посредством замеров температур грунтов на термометрических скважинах;
- по оценке данных внутритрубной диагностики и профилометрии объектов
- моделирование состояния металла трубопровода на участках потери устойчивости, состояния теплоизоляции.

Проведенное исследование подтверждает наличие отклонений фактических значений коэффициента теплопроводности теплоизоляции от значений, принятых для выполнения теплотехнических расчётов в рамках разработки проектно-сметной документации (ПСД).

Помимо вышеуказанной причины, увеличение теплового потока, передаваемого от трубопроводов в грунт, происходит вследствие нарушения целостности теплоизоляции в ходе строительно-монтажных работ, проникновения влаги в теплоизоляцию и её насыщение водой. Широко применяемые теплоизолирующие материалы (например, пенополиуретан) не обеспечивают заявленную эффективность при подземной прокладке трубопроводов, проложенных в обводненной местности, ввиду деградации их теплоизолирующих свойств при насыщении влагой и высокой чувствительности к условиям хранения и проведения СМР.

Изменение пространственного положения объектов приводит к возникновению областей напряженно-деформированного состояния (непроектных изгибов с радиусами кривизны менее 500D), что в свою очередь

повышает вероятность появления дефектов (гофр, вмятина, овальность) и отказа трубопровода.

Мониторинг состояния объектов и контроля за изменением пространственного положения трубопроводов осуществляется 2-мя способами:

- сетью геотехнического мониторинга по анализу положения деформационных марок и анализом температур термометрических скважин;
- проведением профилометрии объектов внутритручными инспекционными устройствами, оснащенными высокоточными навигационными модулями.

На основании проведенного комплекса исследований по изучению причин изменения пространственного положения объектов можно сделать выводы, что на стадии проектирования и эксплуатации объектов, особенно на объектах с положительной температурой перекачки, необходимо:

- при проектировании:
 - учитывать изменение коэффициента теплопроводности теплоизоляции с течением времени на протяжении всего периода эксплуатации (жизненного цикла объекта), учитывая возможные ухудшения свойств теплоизоляции;
 - учитывать дополнительные объемы инженерных изысканий;
 - выполнять прочностные расчеты с учетом максимально возможной просадочности грунта;
 - принимать к рассмотрению проектные решения, позволяющие изменить температуру перекачки (охлаждение), использование более дорогостоящего способа прокладки объекта «надземно», изменение типа тепловой изоляции;
- при эксплуатации:
 - принимать к рассмотрению необходимость выполнения моделирования объектов в специализированных программных комплексах после запуска в эксплуатацию на основании полученных эксплуатационных данных (изменения температур грунтов, температуры продукта в начальной и конечной точке);
 - рассматривать проведение периодической внутритручной профилометрии с высокоточными навигационными модулями.

Исполнение мероприятий по вышеуказанным выводам позволит обеспечить безопасные условия эксплуатации объектов, выполнять эффективный мониторинг их технического состояния, своевременно выявлять критические дефекты, требующие проведения ремонтных работ и принятия компенсационных мер.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПУСКА И ОСТАНОВА ЖАРОТРУБНЫХ КОТЛОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЁЖНОСТИ

Р.К. Булатова, В.Р. Мухамидова, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время надёжность работы жаротрубных котлов является одним из определяющих факторов эффективного функционирования теплоэнергетических систем. Основная причина заключается в том, что несмотря на конструктивную простоту и высокую эксплуатационную приспособленность, данные установки нередко сталкиваются с проблемами преждевременных отказов в межремонтный период. Основными причинами снижения ресурса оборудования выступают отклонения от оптимальных режимов эксплуатации, неравномерный прогрев металла при пуске, образование накипи на внутренних поверхностях, а также недостаточный контроль над состоянием элементов конструкции.

Одной из основных задач при эксплуатации котельных установок является обеспечение стабильного теплового режима и исключение резких термических воздействий на металлоконструкции. Для этого необходимо проведение регламентных операций по плавному пуску котла, контролю температуры воды и уходящих газов, а также поддержанию оптимального соотношения топлива и воздуха. Соблюдение последовательности операций при пуске и останове способствует уменьшению внутренних напряжений и снижению вероятности образования трещин в трубных пучках и сварных соединениях.

Повышение надёжности жаротрубных котлов возможно при системном подходе к эксплуатации, включающем регулярный технический осмотр, диагностику состояния теплообменных поверхностей, контроль качества воды и периодическую очистку топочной камеры и дымогарных труб. Таким образом, продление межремонтного ресурса жаротрубных котлов обеспечивается не столько конструктивными изменениями, сколько организационно-техническими мерами, направленными на оптимизацию режимов работы, профилактику отказов и улучшение культуры эксплуатации оборудования. Комплексное применение указанных подходов способствует устойчивому функционированию котельных систем и повышению общей энергетической эффективности предприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Модернизация водогрейной котельной / Кунсбаев У.А., Трофимов А.Ю. В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2016. Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. 2016. С. 368-369.

АНАЛИЗ ДЕФЕКТНОСТИ СВАРНЫХ СТЫКОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Э.Р. Валямова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа

В 2023 г. общее потребление газа в России составило 495,6 млрд. м³. По состоянию на 31 декабря 2023 г. протяженность магистральных газопроводов (МГ) и газопроводов-отводов, эксплуатируемых газотранспортными обществами Группы Газпром на территории Российской Федерации, достигла 180,6 тыс. км. Показатели аварийности (на 1000 км) на линейной части МГ снижаются год от года [1]. Однако техническое состояние линейной части (ЛЧ) МГ требует особого внимания ввиду большого срока эксплуатации трубопроводов.

Система внутритрубной диагностики (ВТД) является наиболее информативным методом диагностики. Современные диагностические снаряды позволяют выявлять дефекты потери металла, дефекты, связанные с нарушением сплошности металла и дефекты сварных соединений [2].

В работе использовались данные за 2012-2017 гг. и 2018-2023 гг. о дефектах сварных стыков, выявленных по данным ВТД. При анализе данных возникает вопрос о степени согласованности характеристик отдельных факторов с количеством дефектов на каждом исследуемом участке МГ. Решение этой задачи позволит определить, есть ли несоответствие между показателями, установить его размер (если оно есть) и определить направления для повышения эффективности работы ЛЧ МГ.

Для измерения уровня взаимосвязи между тремя и более признаками, измеряемыми в порядковой шкале, применяется коэффициент корреляции.

Согласно расчетам, однородные факторы влияют на распределение дефектности по дистанции МГ только на 41 %, или по данным о дефектности за 2012-2023 гг. степень влияния оценивается в пределах 21-41 %.

Проведенный анализ показал, что на появление дефектов сварных стыков оказывает рельеф местности, неустойчивые грунты, способствующие возникновению изгибных напряжений в газопроводе (оползни, карсты и др.), а также значения термодинамических параметров газа на выходе КС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2023 год
<https://www.gazprom.ru/f/posts/24/142887/gazprom-annual-report-2023-ru.pdf>.
2. Пашин С.Т., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В. и др. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов без остановки транспорта газа. М.: ООО «Газпром экспо», 2010. 236 с.

ОЦЕНКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ТРУБОПРОВОДАМИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ И ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

К.С. Васильева, А.С. Киреева

Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва

Магистральные трубопроводы, протянувшиеся на тысячи километров, являются важной системой топливно-энергетического комплекса, их трассы неизбежно пересекают разнообразные и зачастую крайне уязвимые экосистемы – реки, озера, водоохранные зоны и особо охраняемые природные территории (ООПТ). Именно на этих участках потенциальная авария превращается из технической неполадки в полномасштабную экологическую катастрофу с долгосрочными последствиями. В этой связи вопросы заблаговременной оценки и точного прогнозирования экологических рисков выходят на первый план в обеспечении промышленной и экологической безопасности.

Современный подход к управлению рисками на линейной части магистральных трубопроводов давно вышел за рамки простого реагирования на инциденты: сегодня он базируется на принципах проактивности и превентивности, ключевым инструментом становится создание комплексных цифровых моделей критических участков, интегрирующих огромные массивы данных. Эти данные включают в себя не только технические параметры самого трубопровода (материал, возраст, история диагностики, коррозионный износ), но и детальную характеристику окружающей среды: гидрологический режим водных объектов, устойчивость склонов к оползневым процессам, тип почв, которые определяют скорость фильтрации загрязняющих веществ, и, что особенно важно, уникальное биоразнообразие и охранный статус пересекаемых ООПТ.

Использование технологий геоинформационного моделирования (ГИС) позволяет не просто фиксировать текущее состояние, а проводить виртуальное «проигрывание» сценариев возможных аварий. Моделирование путей миграции углеводородов в случае разлива, прогнозирование зон загрязнения поверхностных и грунтовых вод, оценка потенциального ущерба для флоры и фауны – все это переводит оценку риска из качественной в количественную плоскость. Результатом такой работы становится актуализированная карта экологических рисков, которая визуализирует участки с максимальной расчетной опасностью. Такой инструмент позволяет оптимально распределить ограниченные ресурсы, сфокусировав усилия и инвестиции именно там, где последствия аварии будут наиболее тяжелыми.

На основе результатов прогнозной оценки выстраивается система превентивных инженерных и организационных мер. На участках пересечения с водными объектами это может быть заглубление трубопровода ниже дна водотока, применение двустенных труб или устройство противоточных барьеров. Для ООПТ критически важным становится усиление систем непрерывного мониторинга, включая датчики давления и течеискатели, а также проведение более частой внутритрубной диагностики. Не менее важна и

подготовленность к ликвидации возможных последствий: планы локализации и ликвидации аварийных разливов для таких участков должны быть максимально детализированы, учитывать специфику ландшафта и иметь логистически обоснованное расположение резервов спецтехники и сорбентов.

Таким образом, внедрение комплексной системы оценки и прогнозирования экологических рисков представляет собой стратегический вектор развития трубопроводного транспорта. Формирование надежной системы управления рисками позволяет не только обеспечить соответствие растущим требованиям законодательства, но и вносит прямой вклад в устойчивое развитие отрасли. Это способствует минимизации воздействия на природу, а в условиях растущего общественного контроля – укрепляет репутацию компаний-операторов как ответственных участников экологической политики.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боголюбов В. М., Воробьева Т. П. (ред.) Экологическая безопасность при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем // Учебное пособие. — М.: Недра, 2016.
2. Донченко В. К., Иванова В. В., Питулько В. М. Оценка воздействия на окружающую среду // Учебное пособие. — М.: Академия, 2018.
3. Смагин А. В., Шевелева Н. Г. Оценка экологических рисков: теория, методы, практика // Учебное пособие. — М.: Издательство МГУ, 2017.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА ТИПА ПГТА, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ

Р.Р. Гайфуллин, А.А. Галимов, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа

В условиях роста требований к энергоэффективности газораспределительных станций (ГРС) актуальной задачей является повышение точности определения и анализа коэффициента полезного действия (КПД) подогревателей газа (ПГ). Наибольшее распространение получили подогреватели типов ПТПГ (с промежуточным теплоносителем) и ПГТА (огневые подогреватели прямого нагрева).

В работе приводятся результаты исследования КПД подогревателей типа ПГТА, используемых для подогрева природного газа перед узлом редуцирования газа на ГРС.

Для оценки КПД подогревателя типа ПГТА рассмотрен способ вычисления по прямому и обратному тепловому балансу. При прямом методе значение КПД огневых ПГ в установившемся режиме определяется как отношение полезного теплового потока, переданного нагреваемому газу, к затраченному тепловому потоку полученного при сжигании топливного газа. Обратный метод основан на определении потерь теплоты по результатам измерения параметров уходящих газов и теплопередачи в окружающую среду.

Проведено инструментальное исследование, включающее снятие эксплуатационных параметров, тепловизионное обследование обмуровок и корпусов подогревателей в режиме реальной работы на газораспределительных станциях ООО «Газпром трансгаз Уфа». В штатной конфигурации ПГТА предусмотрены средства измерения температуры уходящих дымовых газов ($t_{дг}$), а также концентрации кислорода (O_2) в продуктах сгорания. Эти данные позволяют проводить предварительную оценку полноты сгорания и величины потерь тепла с уходящими газами.

Однако для более точного расчёта КПД требуется также информация о содержании оксида углерода (СО), который образуется при неполном сгорании топлива и определяется исходя из снятого показания газоанализатора. Отсутствие данного параметра в штатных измерительных системах приводит к занижению точности расчёта КПД, особенно при нестабильных режимах горения или при изменении состава природного газа. В настоящее время зависимость между концентрациями СО и O_2 для подогревателей газа прямого нагрева не установлена и подлежит уточнению в ходе экспериментальных исследований.

ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДАВЛЕНИЯ НА ГРАНИЦАХ ПЛАСТА НА РЕЖИМЫ

ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТА ДВУОКИИ УГЛЕРОДА

И.К. Гималтдинов¹, М.В. Столповский¹, М.К. Хасанов²

¹*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

²*Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, г. Стерлитамак*

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения воды и газа, образующиеся при определенных термобарических условиях. Одним из методов, позволяющих уменьшить концентрацию парниковых газов, в частности углекислого газа, образующихся при сжигании ископаемого топлива, является их закачка в природные газогидратные пласты.

Рассмотрим пористый пласт протяженности L ($0 \leq x \leq L$), кровля и подошва которого непроницаемы и теплоизолированы. Пусть в начальный момент времени пласт насыщен метаном и его гидратом (с исходной гидратонасыщенностью ν), давление p_0 и температура T_0 которых соответствует условиям их стабильного существования. Положим, что через левую границу ($x = 0$) закачивается жидкая двуокись углерода, давление p_e и температура T_e которой соответствует условиям стабильного существования как жидкого CO_2 , так и его гидрата. В результате инъекции образуются три области: ближняя, содержащая жидкую двуокись и гидрат CO_2 , дальняя, в порах которой находится метан и его гидрат и промежуточная, насыщенная метаном и водой. Соответственно возникают две подвижные границы фазового перехода: первая разделяющая между собой дальнюю и промежуточную области и на которой происходит процесс диссоциации газогидрата CH_4 на метан и воду и вторая, разделяющей ближнюю и промежуточную области и на которой происходит образование гидрата CO_2 из воды и жидкой двуокиси углерода. Система основных уравнений, представляющая собой уравнения сохранения массы метана и двуокиси углерода, энергии, закон Дарси и уравнение состояния калорически совершенного газа и упругой, дополняется условиями баланса массы и тепла на границе фазового перехода, а также начальными и граничными условиями [1].

На рисунке 1 для момента времени $t = 15$ сут. представлены распределения температуры и давления в пористом пласте протяженностью $L = 100$ м при нагнетании жидкой двуокиси углерода под давлением $p_e = 3,7$ МПа. Для остальных параметров, характеризующих систему приняты следующие значения: $\phi = 0,2$, $\nu = 0,25$, $k_0 = 2 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, $T_0 = 274 \text{ К}$, $\rho C = 2 \cdot 10^6 \text{ Дж}/(\text{К} \cdot \text{м}^3)$, $\lambda = 2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$, $G_c = 0,28$, $G_m = 0,13$, $R_m = 520 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, $\rho_{hc} = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\rho_{hm} = 900 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\rho_{c0} = 890 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\beta = 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$, $\mu_c = 10^{-4} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $\mu_m = 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $L_{hc} = 3,54 \cdot 10^5 \text{ Дж}/\text{кг}$, $L_{hm} = 4,5 \cdot 10^5 \text{ Дж}/\text{кг}$, $C_c = 800 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, $C_m = 1560 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$. Фрагмент *а*) соответствует значению давления на правой границе пласта $p_0 = 3,1$ МПа, а фрагмент *б*) – значению давлению $p_0 = 3,4$ МПа. Как следует из рисунка 1, с ростом величины давления на правой границе пласта протяженность области, насыщенной метаном и водой увеличивается. При этом значение координаты

ближней границы фазового перехода, на которой происходит процесс образования гидрата CO_2 из воды и жидкой двуокиси углерода, наоборот, уменьшается. Это объясняется тем, что с увеличением величины давления на правой границе пласта уменьшается и градиент давления. При этом скорость движения ближней границы фазового перехода лимитируется интенсивностью поступления CO_2 к ней, которая пропорциональна перепаду давления.

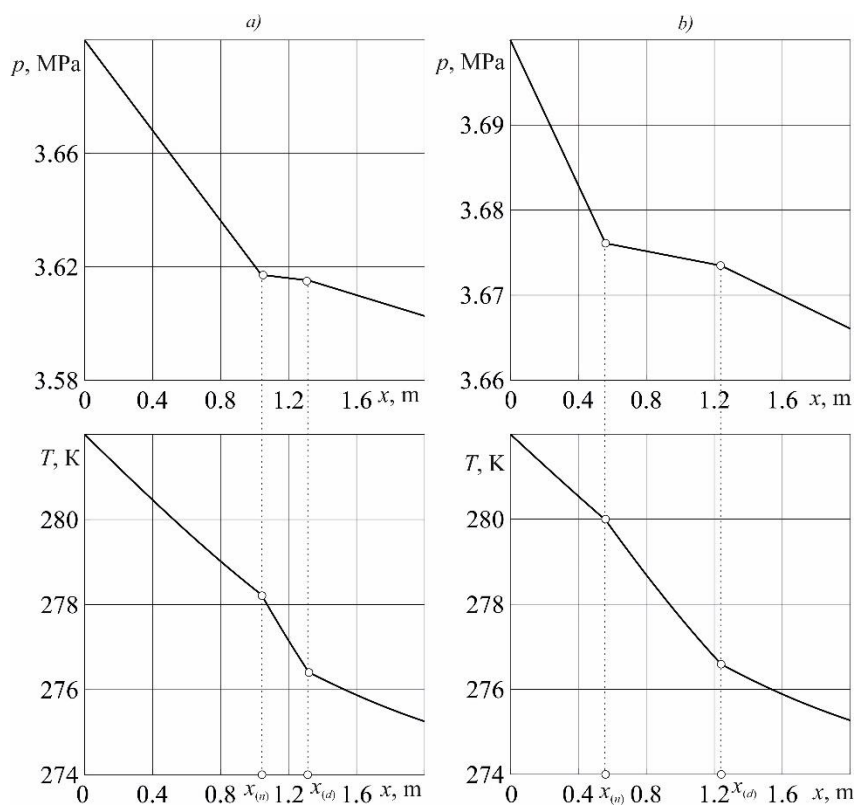


Рисунок 1 – Распределение давления и температуры в пласте при
 $a - p_0 = 3.1 \text{ MPa}$, $b - p_0 = 3.4 \text{ MPa}$

Работа выполнена при поддержке госзадания Минобрнауки РФ на тему «Разработка и создание малотоннажных продуктов и реагентов (ингибиторы коррозии и солеотложения, антиоксиданты, биоциды, присадки и др.) для процессов нефтегазохимии и очистки водных сред от загрязнений, замещающих импортные вещества и материалы. Теоретические и экспериментальные подходы (FEUR –2023–0006)».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гималтдинов И.К., Столповский М.В., Хасанов М.К. Вытеснение метана из газогидрата в пористой среде при закачке углекислого газа // Прикладная механика и техническая физика. 2018. Т. 59. № 1 (347). С. 3-12.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТОПЛИВА В РЕЗЕРВУАРАХ

И.И. Зарипов
УГНТУ, г. Уфа

Достоверное измерение количества нефтепродукта в резервуарах играет значительную роль в управлении запасами топливно-энергетическими ресурсами.

Емкостные уровнемеры — это измерительные приборы, предназначенные для определения уровня жидкости в резервуарах, трубопроводах и технологических емкостях, также их называют датчиками уровня или преобразователями емкостного типа. Конструктивно емкостной уровнемер представляет собой чувствительный элемент, погружаемый в среду, и электронный блок, обрабатывающий полученный сигнал. При изменении уровня вещества изменяется диэлектрическая проницаемость между электродами, что приводит к изменению показаний полноты емкости.

Емкостные датчики уровня играют ключевую роль в автоматизации и контроле технологических процессов на различных производственных объектах. Их основная задача — обеспечить непрерывный мониторинг жидких сред в резервуарах и передавать полученные данные в систему управления.

На многих производственных объектах все еще можно встретить ручное измерение уровня жидкости в резервуарах с помощью металлической рулетки с грузом. Этот метод, несмотря на свою простоту, является устаревшим способом, применявшимся до широкого распространения автоматизированных систем контроля.

В современной цифровой индустрии, где требуются высокая точность и оперативность данных, ручной метод измерения уровня жидкости выглядит неэффективным. Он занимает много времени, подвержен влиянию человеческого фактора, что неизбежно приводит к неточностям и ошибкам в учете запасов. К тому же, в опасных производственных условиях ручное измерение может представлять серьезную опасность для персонала.

Цифровизация объемно-массового учета нефтепродукта дает возможность осуществлять непрерывный контроль уровня, температуры, плотности, объема и массы жидких продуктов в соответствии с ГОСТ Р 8. 595-2004 с учетом наличия широкой номенклатуры уровнемеров.

Актуальной задачей цифровизации объемно-массового учета нефтепродукта является также определение потерь нефтепродукта от больших и малых дыханий в резервуарах, сохранение результатов расчета и визуализация динамики потерь за период наблюдений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Левицкий И.Н., Силинский А.В., Батраев А.В. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефтепродуктов из резервуаров // Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2017. – № 4–1(27). – С. 146–150. – EDN YPBVCI.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЗАТОНСКОЙ ТЭЦ

А.В. Заряева, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа

Эффективное управление водно-химическим режимом (ВХР) оборотной системы охлаждения Затонской ТЭЦ (ЗТЭЦ) обусловлено необходимостью снижения коррозионного воздействия на оборудование и поддержания стабильных эксплуатационных параметров. В современных условиях энергопредприятия сталкиваются с проблемами, связанными с нестабильностью и коррозионной активностью оборотной воды.

Анализ текущего состояния водно-химического режима оборотной системы охлаждения ЗТЭЦ выполнен на основе протоколов испытаний химического состава отложений в конденсаторах турбин.

Установлено, что суммарное содержание солей кальция и магния составляет 38,6 %. Это актуальная проблема, связанная с недостаточной эффективностью противокоррозионной и противонакипной обработки воды в оборотных системах охлаждения.

Массовая доля железа в составе отложений составляет 20,0%. Высокое содержание оксидов железа свидетельствует об активных коррозионных процессах в системе. Продукты коррозии, осаждаясь на теплообменных поверхностях, не только снижают теплопередачу, но и создают благоприятную среду для микробиологических обрастаний и служат центрами кристаллизации солей жесткости, усугубляя проблему отложений.

Потери при прокаливании пробы отложений составили 32,2%. Это свидетельствует о значительном содержании в отложениях органических веществ и гидратной воды, что может быть связано с микробиологической активностью (биообрастание) и/или наличием гелеобразных соединений.

Низкое содержание кремнекислоты (0,8%) и сульфатов (1,31%) в отложениях позволяет сделать вывод, что основная проблема не связана с силикатным или гипсовым загрязнением.

Совершенствование ВХР оборотной системы охлаждения ЗТЭЦ должно быть направлено на комплексное решение проблем коррозии и солеотложений, выявленных при анализе отложений. Ключевыми направлениями являются оптимизация реагентной обработки на основе современных реагентов, внедрение системы углубленного автоматизированного мониторинга и разработка четкого технологического регламента. Это позволит повысить надежность и экономичность работы основного оборудования (турбин, конденсаторов) за счет снижения темпов коррозии и предотвращения образования отложений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ИЭ 22.05Л-11. «Инструкция по отбору проб реагентов и фильтрующих материалов»
2. [Водоподготовка в энергетике](#) / Громов С.Л., Долгов Е.К., Орлов К.А., Очков В.Ф. - М.: Издательство МЭИ, 2021.

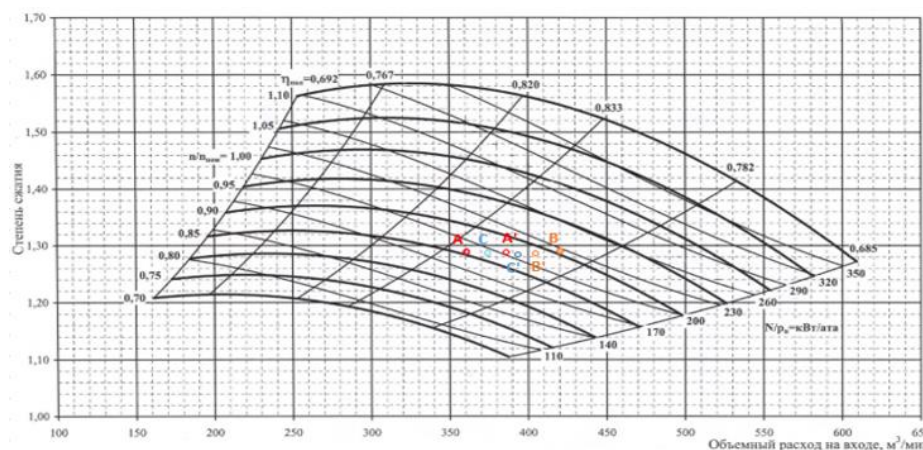
ВЛИЯНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ НА РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Э.Д. Исламов, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа

Узел подключения КС в большинстве случаев находится на значительном расстоянии от КЦ, где находятся ГПА, что обуславливает значительную длину газопроводов. А так как основные объекты технологического процесса приёма, очистки, компримирования и охлаждения перекачиваемого природного газа разбросаны по площадке КС, то имеет место большое количество местных потерь.

В настоящее время в технической литературе и нормативных документах в качестве потерь давления на участке узел подключения-компрессорный цех принято учитывать только блок пылеуловителей, в зависимости от числа ступеней очистки.

Чтобы показать влияние трубопроводной обвязки на режим работы ГПА был произведен расчёт режимов при проектной обвязке и при альтернативной усечённой обвязке с меньшей длиной газопроводов и местных сопротивлений.



А, А' – рабочая точка ЦБК № 1 до и после учёта длин трубопроводной обвязки и местных сопротивлений; В, В' – рабочая точка ЦБК № 2 до и после учёта длин трубопроводной обвязки и местных сопротивлений; С, С' – рабочая точка ЦБК № 3 до и после учёта длин трубопроводной обвязки и местных сопротивлений

Рисунок 1 – Газодинамическая характеристика ЦБН

На основании рисунка 1 можно сделать вывод, что обеспечивается более стабильная работа КЦ, т.к. возрастает удалённость от границы помпажа, а также возрастает давление на всасывании компрессоров за счёт уменьшения потерь давления на трение и местные сопротивления.

Данный факт позволяет проектировать компактные КС с меньшей длиной газопроводов на площадке, но с большим количеством изгибов и перепадов высот. Данный факт отмечен в [1], в котором рассматривают оправданность компактного расположения труб на территории, прилегающей к газоперекачивающей станции. Отмечено, что потери в изгибах и перепадах обвязки не приводят к существенным затратам мощностей ГПА, что обосновывает компактное расположение газопроводов. С одной стороны сужения, изгибы и разветвления служат

источников дополнительных затрат топлива и энергии, но с другой стороны в условиях применения ГПА большой мощности, возникающие мелкие гидросопротивления не существенны. Показано, что наличие изгибов труб практически не влияет на КПД обвязки, следовательно, не приводит к затратам мощностей ГПА, а компактное расположение труб является вполне обоснованным основанием при моделировании и проектировании геометрии будущего газопровода и КС в целом.

При разветвленной трубопроводной обвязке могут возникать тупиковые участки с повышенной вибрацией [2]. В технологических трубопроводах обвязки ГПА КС тупиковые участки негативно влияют на надёжность эксплуатации оборудования КС и может приводить к остановкам технологического процесса транспорта газа на КС. Данная проблема может быть решена уменьшением количества ГПА с края КЦ, позволяя выводить в резерв второй ГПА с края КЦ и снижать, тем самым, скорость наработки данного ГПА при устранении повышенной тупиковой вибрации обвязки.

Потому необходимо в обязательном порядке внедрять гидравлический расчёт обвязки КЦ и КС в целом с целью мониторинга опасных участков, участков с повышенными потерями давления. Учёт данных влияний позволит оптимизировать обвязку и сократить число отказов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. КПД трубопроводной обвязки компрессорной станции / А. В. Лун-Фу, Н. Г. Одышев, А. Н. Разжувалов, М. А. Бубенчиков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 4(84). – С. 91-98
2. Бураншин, А. Р. Устранение тупиковой вибрации трубопроводной обвязки компрессорного цеха в условиях эксплуатации / А. Р. Бураншин, Д. А. Годовский, А. П. Токарев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 9. – С. 164-171.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕСБОРНОГО ПУНКТА

*Д.С. Кильдиярова, Р.А. Молчанова
УГНТУ, г. Уфа*

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения энергоэффективности и снижения эксплуатационных затрат нефтесборного пункта системы магистрального транспорта нефти России. Существующая на объекте паровая котельная с котлами ДКВР-6,5/13 эксплуатируется с 1967 года и характеризуется значительным моральным и физическим износом. Ключевой проблемой является низкая загрузка котельной (около 34% от номинальной мощности), вызванная изменением технологических процессов. Это приводит к работе оборудования в неоптимальном режиме с падением КПД до 74,5% и ростом удельного расхода условного топлива до 191,7 кг у.т./Гкал при минимальных нагрузках. Дополнительным фактором неэффективности является круглогодичная работа котельной для обеспечения постоянной готовности системы парового пожаротушения печей ПТБ-10, при этом до 92,9% вырабатываемого пара в теплый период не используется по назначению.

Целью работы являлась разработка оптимизированной схемы теплоснабжения НСП. В качестве основного решения предложена замена паровой котельной на современную водогрейную. Данное решение стало возможным благодаря внедрению современной системы азотного пожаротушения технологических печей ПТБ-10, что позволило полностью исключить постоянную потребность в паре для нужд безопасности. Станция азотного пожаротушения мембранного типа, по данным производителей, имеет срок окупаемости от 4 месяцев до 1 года и обеспечивает более высокую надежность и быстроедействие.

В рамках работы был выполнен комплексный расчет тепловых нагрузок (отопление, вентиляция, потери в сетях) всех зданий и сооружений НСП, суммарная расчетная нагрузка составила 2,395 МВт. На основе полученных данных проведено проектирование водогрейной котельной: выполнен гидравлический расчет тепловой сети, расчет тепловой схемы и подобран котел и вспомогательное оборудование. В качестве основного источника тепла предложены два водогрейных котла КВа 3,0 МВт (один резервный) с КПД 92%. Также произведен подбор сетевых, подпиточных, котловых и рециркуляционных насосов, пластинчатого теплообменника и системы химводоочистки.

Технико-экономическое обоснование проекта показало высокую эффективность предлагаемых решений. Сравнивались два варианта модернизации: установка типовой блочно-модульной котельной и строительство котельной по индивидуальному проекту. Наилучшие показатели у второго варианта: капитальные затраты составляют 11,25 млн рублей, срок окупаемости – 5,7 лет. Годовая экономия от снижения себестоимости тепловой энергии ожидается в размере 1,99 млн рублей, а сама себестоимость снизится с 560 до 482 руб./ГДж.

Реализация проекта по оптимизации схемы теплоснабжения НСП позволит перевести объект на современный, энергоэффективный и экономически выгодный уровень эксплуатации, соответствующий современным требованиям ресурсосбережения и промышленной безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Памфилов, К.Д. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. – М.: АКХ, 2002. – 90 с.
2. Слесаренко В.В., Власенко В.С., Самко Н.А. Энерго- и ресурсосбережение: практикум. – Владивосток: Изд-во ДВФУ, 2024. – 175 с.
3. Водогрейный котел Ква 3,0МВт [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kvzr.ru/boiler-fired-kva-315.html>
4. Ridan - ведущий российский производитель инженерного оборудования [Электронный ресурс]. – URL: <https://ridan.ru/>
5. Оборудование для очистки воды BWT: каталог 2016. – BWT GmbH, 2016. – 55 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ТРАСС ТРУБОПРОВОДОВ

А.С. Киреева, К.С. Васильева

Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва

Применение геоинформационных технологий в геоэкологическом мониторинге трасс трубопроводов базируется на комплексном использовании пространственных данных, получаемых из различных источников: спутниковых снимков, результатов аэросъемки, данных дистанционного зондирования, инженерно-геологических и экологических обследований. Наиболее распространёнными источниками данных в настоящее время являются спутники серий Sentinel-2 и Landsat-8, которые обеспечивают получение многоспектральных изображений земной поверхности с высоким пространственным разрешением.

Анализ таких изображений позволяет отслеживать изменения растительного покрова, выявлять участки деградации или загрязнения, фиксировать нарушения структуры почв и состояние гидрографической сети, а использование спектральных индексов даёт возможность оценивать динамику растительности вдоль трассы трубопровода и выявлять зоны экологического стресса.

Геоинформационные системы, такие как ArcGIS или QGIS, позволяют интегрировать спутниковые данные с картографической, топографической и инженерной информацией, формируя единое информационное пространство для анализа. В рамках ГИС создаются тематические слои, отображающие различные аспекты геоэкологической обстановки: типы почв, водные объекты, растительный покров, зоны повышенного риска загрязнения и эрозионные процессы.

Одним из важных преимуществ ГИС является возможность построения цифровых карт риска, которые демонстрируют участки, требующие повышенного внимания со стороны специалистов. Такие карты создаются на основе анализа пространственных взаимосвязей между параметрами окружающей среды и техногенными факторами, например расстоянием до линейных сооружений, уклонами рельефа или плотностью растительного покрова.

Применение дистанционного зондирования Земли и ГИС также позволяет оценивать эффективность проведённых природоохранных мероприятий - после проведения рекультивации или биоремедиации загрязнённых земель спутниковые снимки используются для анализа восстановительных процессов. Сопоставление данных за разные временные периоды даёт возможность отслеживать динамику изменений и определять участки, где природные системы восстанавливаются медленнее.

Кроме спутниковых данных, в последние годы всё чаще используются беспилотные летательные аппараты (дроны), которые обеспечивают получение детализированных изображений с высоким пространственным разрешением, что особенно важно для локальных участков трассы, где необходимо уточнить характер нарушения почв или состояние растительного покрова.

Результаты обработки данных в ГИС позволяют интегрировать экологические и инженерные аспекты анализа, например, совмещение карт технического состояния трубопровода с данными об изменении растительного покрова может выявить участки, где возможны скрытые утечки или повышенное давление в трубопроводе.

Использование ГИС также способствует формированию системы раннего предупреждения, которая позволяет оперативно реагировать на изменения в состоянии окружающей среды, так как при интеграции с базами данных предприятий и системами телеметрии возможна автоматическая передача информации о выявленных отклонениях в режиме реального времени, что значительно повышает уровень экологической безопасности объектов трубопроводного транспорта.

В целом, геоинформационные технологии обеспечивают комплексный подход к решению задач геоэкологического мониторинга, так как они позволяют объединить разрозненные данные, систематизировать информацию, сократить временные и финансовые затраты на проведение полевых исследований, а также повысить точность оценки состояния природной среды.

Интеграция данных дистанционного зондирования Земли, геоинформационных систем, которые позволяют перейти от фрагментарных наблюдений к комплексной системе пространственного анализа, и результатов полевых наблюдений создаёт эффективный инструмент для оценки состояния природных комплексов, выявления зон риска и прогнозирования возможных негативных последствий.

Внедрение ГИС в практику эксплуатации трубопроводного транспорта способствует повышению экологической безопасности, снижению вероятности аварийных ситуаций и минимизации ущерба окружающей среде, что делает геоинформационные технологии неотъемлемой частью системы устойчивого развития нефтегазового комплекса и важным элементом экологической политики предприятий трубопроводного транспорта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Долгополов Д. В. Геоинформационное обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021.
2. Флеенко А. С. Характеристика результата экологического моделирования с использованием инструментария ГИС загрязнения компонентов окружающей среды // Вестник СГУГиТ. – 2024. – Т. 29, № 4. – С. 117–126.
3. Стручкова Г. П., Капитонова Т. А., Тарская Л. Е., Ефремов П. В. Использование ГИС для оценки риска безопасности трубопроводов // Фундаментальные исследования. 2014. № 5–5. С. 994–999.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗА СЧЁТ СНИЖЕНИЯ РИСКА АВАРИЙНЫХ РАЗРУШЕНИЙ ПУТЁМ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ УДАРНОЙ ОБРАБОТКИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

А.А. Красников

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург*

Магистральные трубопроводы – критически важный элемент топливно-энергетической инфраструктуры России. Согласно данным Ростехнадзора, за период с 2000 по 2019 гг. на них произошло 494 аварии, причём до 70–80 % отказов приходится на сварные соединения. Основной причиной разрушений являются остаточные сварочные напряжения (ОСН), достигающие до $0,8\sigma_T$ на внутренней поверхности шва, что создаёт благоприятные условия для коррозионного растрескивания под напряжением и хрупких разрушений, особенно в северных регионах [1].

Цель исследования – повышение экологической и техногенной безопасности трубопроводного транспорта за счёт снижения вероятности аварийных разрушений путём целенаправленного снижения ОСН в кольцевых сварных соединениях с применением ультразвуковой ударной обработки (УЗУО).

В данной работе разработана и верифицирована численная модель распределения термических и остаточных напряжений в сварных соединениях труб из сталей 20 и 09Г2С (расхождение с экспериментом $\leq 10\%$). Экспериментально установлено, что УЗУО на частоте 20 кГц внутренней поверхности сварного шва позволяет снизить растягивающие ОСН в 1,6 раза – это максимальный эффект среди исследованных режимов (20, 37 и 44 кГц).

УЗУО вызывает измельчение зерна в подповерхностном слое (до 2 мм) в 1,6 раза и повышает ударную вязкость сварного соединения с 91 до 134 Дж/см² (в 1,5 раза), что напрямую увеличивает сопротивление хрупкому разрушению. Расчётный ресурс безопасной эксплуатации сварных соединений возрастает до 1,6 раза при обработке внутренней поверхности на частоте 20 кГц.

В работе разработаны и запатентованы три типа устройств для внутритрубной УЗУО:

- перемещаемое потоком перекачиваемой жидкости (для действующих нефтепроводов) [2];
- перемещаемое методом протаскивания (для строящихся/ремонтируемых участков) [3];
- самоходное устройство с электроприводом и GPS-позиционированием [4].

Все устройства обеспечивают точечную обработку именно внутренней поверхности шва – зоны максимальной концентрации растягивающих напряжений [1].

Экологический эффект данной разработки заключается в снижении аварийности трубопроводов, которое напрямую уменьшает риски разливов нефти и утечек газа, предотвращая загрязнение почв, водных ресурсов и атмосферы. Повышение надёжности сварных соединений без остановки перекачки (в случае устройства, движущегося с потоком) позволяет проводить профилактику в штатном режиме, минимизируя экологические и экономические последствия.

Применение УЗУО внутренней поверхности кольцевых сварных соединений на частоте 20 кГц является эффективным, технологичным и экономически оправданным методом повышения экологической безопасности магистральных трубопроводов. Результаты работы внедрены в ООО НПФ «ЭнТехМаш» и рекомендованы к применению на ответственных участках трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Красников, А. А. Обоснование метода ультразвуковой обработки сварных соединений магистральных трубопроводов для снижения остаточных сварочных напряжений: дис. ... канд. техн. наук: спец. 2.8.5 / А. А. Красников. — Санкт-Петербург, 2025. — 134 с.
2. Патент № 2805006 Российская Федерация, МПК В23К 9/02 (2006.01); СПК В23К 9/02 (2023.08). Устройство для снижения остаточных напряжений. Заявка № 2023116690: заявл. 26.06.2023; опубл. 10.10.2023 / А.Г. Палаев, А.А. Красников; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». — 11 с.
3. Патент № 2843776 Российская Федерация, МПК В23К 9/00 (2006.01); СПК В23К 9/02 (2025.05). Устройство для ультразвуковой обработки сварных соединений с внутренней стороны магистральных трубопроводов методом протаскивания. Заявл. 18.12.2024 / А.Г. Палаев, А.А. Красников; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». — 14 с.
4. Патент № 2842627 Российская Федерация, МПК В23К 9/02 (2006.01); СПК СПК В23К 9/02 (2025.01). Самоходное устройство для ультразвуковой обработки сварных соединений с внутренней стороны магистральных трубопроводов. Заявл. 18.12.2024 / А.Г. Палаев, А.А. Красников; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». — 12 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ В ЧАСТИ ОТВОДА КОНДЕНСАТА И СОКРАЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

А.А. Кутушев, А.А. Марахотин, ПАО АНК «Башнефть», г. Уфа

На крупных нефтеперерабатывающих производствах в большом количестве используется водяной пар различных свойств. При его использовании в технологических аппаратах образуется конденсат, загрязненный органическими примесями промышленных технологий. Конденсат – ценный теплоноситель, который содержит в себе от 15 до 25% первоначальной энергии пара, поэтому сбор и возврат конденсата, а также полноценная утилизация его тепла – одно из первоочередных мероприятий для современного промышленного предприятия.

Исследования показывают, что рациональная организация сбора и использования конденсата дает экономию, исчисляемую сотнями тысяч тонн условного топлива в год.

Конденсат различных параметров собирается в конденсатосборниках и при удовлетворении по качеству требуемым параметрам возвращается к источнику пара. На крупных нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятиях имеются конденсатные станции, иногда их несколько. Паровой конденсат с технологических установок и от различных потребителей по конденсатопроводам собирается на этих станциях. На конденсатных станциях предприятия конденсат охлаждается до требуемой температуры. После этого конденсат направляется на центральную конденсатную станцию для отстаивания от остатков масла и нефтепродуктов. После этого производится анализ состава конденсата. Возврат конденсата к источнику генерации пара имеет важное практическое значение, так как в нем не содержится минеральных солей и поэтому не приходится затрачивать усилия на подготовку питательной воды перед подачей в парогенератор.

Если сбор и возврат конденсата в системе не осуществляются, потери конденсата можно компенсировать лишь подачей в деаэрактор холодной питательной воды. Но это приводит к дополнительным затратам на химическую обработку воды и на топливо, для её нагрева до температуры приемлемой для подачи в деаэрактор. Таким образом, организация сбора и возврата конденсата, рациональное использование пара представляют собой важный источник экономии ресурсов.

Исследования в рамках данной работы, направлены на повышение энергоэффективности нефтеперерабатывающего предприятия. Цель работы заключается в сокращении избыточных затрат на выработку тепловой энергии и водоподготовку на НПЗ модернизации (путем оптимизации схемы конденсатопроводов с учётом рельефа предприятия и расположения технологических установок) и повышения энергоэффективности пароконденсатных систем. Для достижения данной цели проведен анализ пароконденсатных систем НПЗ, выявлены недостатки и потенциал к улучшению.



Рисунок 1 – Пароконденсатные системы НПЗ (вынужденный сброс на рельеф, причина: пролетный пар увеличивает противодействие в конденсатопроводе, препятствуя отводу конденсата)

В процессе исследования были разработаны технические решения, основанные на снижении увеличении возврата конденсата в цикл и снижения потребления химочищенной воды за счет переобвязки существующей схемы конденсатопроводов. Проанализированы сильные и слабые стороны предлагаемых вариантов и выбран наиболее привлекательный.

Экономическая эффективность проекта была определена в ходе построения модели денежных потоков. Проведена оценка достигаемого эффекта, выраженного в увлечении чистого дисконтированного дохода предприятия на 30,46 млн. руб., а также в сокращении теплового воздействия на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чекашов, В. И. Возврат парового конденсата из нефтехимических производств / В. И. Чекашов // Инновации в науке и практике: Сборник статей по материалам V международной научно-практической конференции, – Барнаул: ООО Дендра, 2018. – 95-100 с.
2. Шлыков, Н. А. Пути повышения эффективности работы энергетической системы на нефтеперерабатывающем заводе / Н. А. Шлыков, В. М. Давыдов, Ю. Г. Иванищев // Вестник Тихоокеанского государственного университета. – 2022. – № 1(64). – 133-138 с.
3. Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей / В.И Манюк, Я.И. Кашинский, Э.Б. Хи, А.И. Манюк, В.К Ильин // Справочник, переработанный и дополненный. – Стройиздат, 1988 – 432 с.
5. Печенегов, Ю. Я. Пароконденсатные системы промышленных предприятий и конденсатоотводчики Учеб. пособие по курсам "Машины и аппараты хим. пр-в", "Процессы и оборуд. отрасли", / Ю.Я. Печенегов; М-во общ. и проф. образования РФ, Саратовский ГТУ. – Саратов: СГТУ, 1998. — 100 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ

К.В. Мотин, А.Л. Тимохин, УГНТУ, г. Уфа

В условиях высокой наработки существующего парка газотурбинных энергоустановок (ГТЭУ), необходимости обеспечения работоспособности, увеличения межремонтных интервалов и общего срока службы, становится актуальной разработка и апробация новых методов обнаружения дефектов на ранней стадии – предиктивной аналитики. Предиктивная аналитика (далее - ПА) — это метод анализа данных, позволяющий по косвенным признакам определять текущее техническое состояние ГТЭУ и прогнозировать вероятные отказы узлов.

Одним из инструментов ПА ГТЭУ выступает вибродиагностика, которая является наиболее эффективным методом обнаружения и идентификации приближающихся отказов. Несвоевременное выявление дефектов ГТЭУ приводит к выходу из строя агрегатов, что приводит к значительным экономическим затратам на ремонт и упущенной выгоде от простоя.

Основными дефектами, вызывающими вибрацию, становятся:

- разрушение подшипников,
- разрушение элементов уплотнений проточной части,
- отрыв лопаток компрессора или турбины.

В то же время для существующего парка эксплуатируемых ГТЭУ имеется большая, накопленная десятилетиями, база данных по вибродиагностике и дефектам. Подобная база данных, при применении современных способов обработки больших массивов информации, может быть использована для достижения следующих целей:

- анализ показателей вибродиагностики и установление взаимосвязей с дальнейшими отказами узлов;
- разработка прогнозной модели поведения ГТЭУ по параметрам вибрации, позволяющей прогнозировать тенденцию вибросостояния и рассчитывать остаточный ресурс двигателя по изменению уровня вибрации
- обновление методик проведения вибродиагностики для ГТЭУ в процессе эксплуатации после апробации модели.

Величина и характер вибрации двигателя зависят от возмущающих сил и от свойств двигателя как колебательной системы. Поэтому для каждого типа двигателей должна быть разработана уникальная прогнозная модель.

Подбор оптимальных прогнозных моделей позволит выявлять дефекты на ранних стадиях, что существенно сократит затраты эксплуатирующих организаций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Арьков Ю.Г., Шайхутдинов З.Г. Конвертирование авиационных ГТД для использования в наземных энергетических установках: Учебное пособие / Арьков Ю.Г., Шайхутдинов З.Г.// Уфа: УАИ – 1986. – 82 с.
2. Ануров Ю.М., Рыбалко В.В. Нормирование и оценка надежности автономных когенерационных ГТЭС // Газотурбинные технологии. – 2005. – №5.- С. 26 – 29.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОЧИСТКЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ТРУБОПРОВОДА-ВОДОВОДА ОТ МИНЕРАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Ф.М. Мугаллимов, УГНТУ, г. Уфа,

И.Ф. Мугаллимов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа,

Р.М. Аскаров, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа,

Т.А. Фарвазов, УГНТУ, г. Уфа,

А.М. Ахряпов, ООО «БГК», г. Уфа, А.А. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа

Серьезной проблемой при эксплуатации Затонской теплоэлектроцентрали (ТЭЦ, г. Уфа) является снижение пропускной способности полиэтиленового трубопровода-водовода, диаметром 400 мм протяженностью 13,4 км, для транспортировки продувочной воды от насосных до сброса в водоем (р. Белая). С начала эксплуатации в 2018 году, по данным 2025 года, наблюдается снижение объема отведения продувочной воды «ПГУ ТЭЦ–5 – Красный Яр» с 340 м³/ч до 160 м³/ч (53%), что не позволяет поддерживать коэффициент упаривания $K_{уп}$ в необходимом технологическом диапазоне. Снижение производительности водовода происходит из-за зарастания внутренней полости трубопровода минеральными отложениями, в основном, солями карбоната кальция. Фактическая толщина отложений может достигать 130 мм (рисунок 1).

Учитывая скорость зарастания трубопровода отложениями, отсутствие возможности изменить исходное качество воды и остановить работу основного оборудования ТЭЦ на продолжительный срок - необходимо обеспечить возможность его регулярной очистки для обеспечения надежной работы ТЭЦ.

Были рассмотрены различные технологии очистки, среди которых была выбрана гидромеханическая очистка внутритручными очистными устройствами, так как она позволяет проводить очистку регулярно без длительной остановки основного оборудования ТЭЦ (в отличие от гидродинамической очистки), и вместе с тем, наиболее экологически безопасная технология (в отличие от применения химических реагентов).

Теоретическое и практическое обоснование технологии и технических средств для ее реализации планируется получить моделированием при проведении стендовых испытаний на полиэтиленовых трубах в виде катушек длиной 5,5 м, демонтированных с участка водовода при его ремонте. Был построен стенд (рисунок 2) и получены первые результаты испытаний.

Программа стендовых исследований состояла из 2 этапов и включала:

Этап 1 - модельная часть испытаний. Целью данного этапа является установление зависимости силы трения, возникающей при перемещении модельного очистного устройства (рисунок 2) от диаметра и толщины его полиуретановых дисков. Испытания проводятся с учётом фактической шероховатости внутренней поверхности трубопровода, при этом моделируется прохождение участка без отложений.

В качестве очистных и/или герметизирующих элементов были выбраны полиуретановые диски для обеспечения возможности реверсного движения устройства. Материал – полиуретан марки СКУ-7Л твердостью 85А по Шору.



Рисунок 1 – Отложения в вырезанной катушке из трубопровода.



Рисунок 2 – Стенд для испытаний и модельное очистное устройство из 2 дисков.

Анализ режимных параметров показал, что при максимальном рабочем давлении в системе, не превышающем 0,97 МПа, часть давления расходуется на преодоление гидравлических потерь и высотно-планового расположения трассы, что требует статического напора, эквивалентного 0,76 МПа. Таким образом, для продвижения очистного устройства доступен перепад давлений, не превышающий $\Delta P = 0,24$ МПа.

В качестве расчетной модели движения очистного устройства применялись следующие формулы [1, 2]:

$$m \frac{du}{dt} = \pi R^2 (p_1 - p_2) - m \cdot g \cdot \sin \beta - \mu N - F_{\text{разр.отл}}$$

$$N_i = m_i \cdot g \cdot \cos \beta + \int_0^{2\pi} P_{i(\varphi)} \cdot (\sin \varphi + 1) \cdot R d\varphi$$

где p_1 и p_2 – давление среды позади очистного устройства и перед ним соответственно, N – сила реакции стенки трубы на очистные элементы внутритрубного очистного устройства, μ – коэффициент трения, $F_{\text{разр.отл}}$ – необходимое усилие для разрушения отложений, где P_i – распределение модуля силы нормальной реакции стенки трубы по ее внутренней окружности, φ – угол с горизонтальным направлением движения, R – внутренний радиус трубы

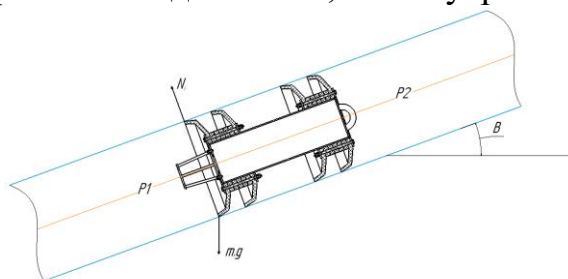
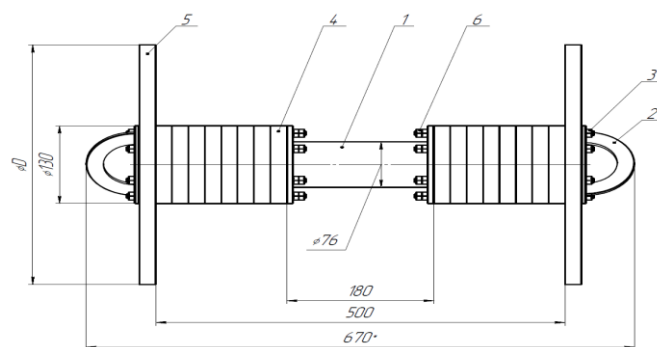


Рисунок 3 – Расчетная модель движения очистного устройства в потоке рабочей среды.

Исходя из данной величины ΔP , было определено расчетное максимальное усилие протяжки, которое составило 2250 кгс (~22 кН). Это усилие регистрировалось в ходе стендовых испытаний с помощью динамометра МЕГЕОН 53050К, внесенного в реестр средств измерений. Погрешность динамометра составляет $\pm 0,5\%$, а разрешающая способность – 10 Н.



1 – корпус, 2 – фланец, 3 – болт, 4 – проставочный полиуретановый диск, 5 – модельный полиуретановый диск заданной толщины (10...20 мм с шагом 2 мм) и диаметра (342, 360, 380, 400 мм), 6 – гайка

Рисунок 4 – Конструкция очистного устройства для модельных испытаний

На рисунке 5 приводятся совмещенные графики максимального усилия протяжки для устройства с 2-мя дисками (протяжка устройства не менее 3 раз).

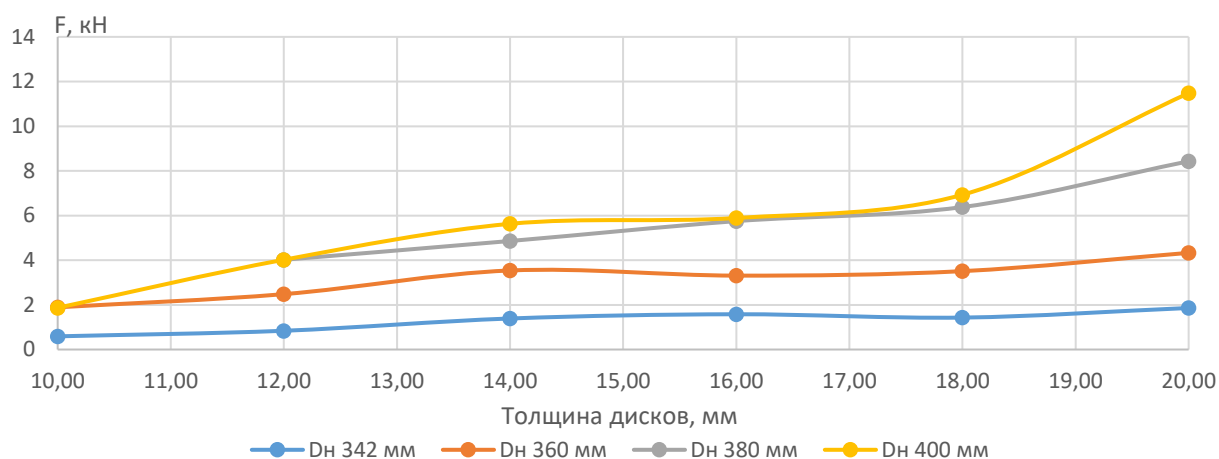


Рисунок 5 – График максимального усилия протяжки модельного очистного устройства в зависимости от диаметра и толщины дисков

Выводы:

1. Определены зависимости усилия протяжки от диаметра и толщины полиуретановых дисков.
2. Модельные стендовые испытания позволили определить доступный диапазон рабочего перепада давлений для разрушения и выноса отложений.
3. В ходе экспериментов была выявлена неравномерность внутреннего диаметра трубопровода в диапазоне от 342 до 337 мм.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чашухин, В. Г. Моделирование динамики и определение управляющих параметров внутритрубоного миниробота / В. Г. Чашухин // Известия Российской академии наук. Теория и системы управления. – 2008. – № 5. – С. 142-147. – EDN JRFNCD.
2. Внутренняя гидродинамика инспекционного снаряда для газопроводов низкого давления / Д. А. Павлов, М. П. Пещеренко, Р. Р. Мугинов [и др.] // Вестник Пермского университета. Физика. – 2022. – № 3. – С. 31-37. – DOI 10.17072/1994-3598-2022-3-31-37. – EDN CMWZPY.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА ОТВЕДЕНИЯ ПРОДУВОЧНОЙ ВОДЫ ЗАТОНСКОЙ ТЭЦ

Ф.М. Мугаллимов, УГНТУ, г. Уфа,

И.Ф. Мугаллимов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа,

Р.М. Аскарлов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа,

Т.А. Фарвазов, УГНТУ, г. Уфа, А.М. Ахряпов, Затонская ТЭЦ, г. Уфа

В докладе рассматриваются проблемы эксплуатации трубопровода для отведения продувочной воды Затонской ТЭЦ, обусловленные интенсивным образованием минеральных отложений. Проанализированы основные факторы, влияющие на процесс накопления отложений и их последствия для эксплуатации трубопровода. Представлены исходные данные трубопровода, предложены направления для разработки технологий очистки от отложений.

Трубопровод-водовод оборотной воды, протяженностью 12,6 км, предназначен для транспортировки продувочной воды от насосной станции ТЭЦ до точки сброса в р. Белая. На объекте исследования эксплуатируется полиэтиленовый трубопровод (ПЭ100, $D_n=400$ мм, $L=12600$ м, $P=0.97$ МПа).

Серьезной проблемой является снижение производительности из-за отложений солей карбоната кальция ($CaCO_3$) и других минералов. За период эксплуатации с 2018 по 2024 гг. расход в трубопроводе снизился с $330 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $190 \text{ м}^3/\text{ч}$, что составляет падение на 42%. Для штатной работы ТЭЦ в летний период требуется расход $260\text{--}300 \text{ м}^3/\text{ч}$, что в настоящее время не обеспечивается.

Химический метод очистки неприменим из-за исходного качества воды, протяженности трубопровода и сброса в водный объект, растворение отложений приведет к многократному превышению ПДК по ионам кальция и железа.

Исследования показали, что наибольшая интенсивность образования отложений наблюдается в теплый период года (апрель–октябрь) и обусловлена:

- повышением температуры воды до $30\text{--}40^\circ\text{C}$, что снижает растворимость карбонатных соединений и создает оптимальные условия для их кристаллизации (рисунок 1);

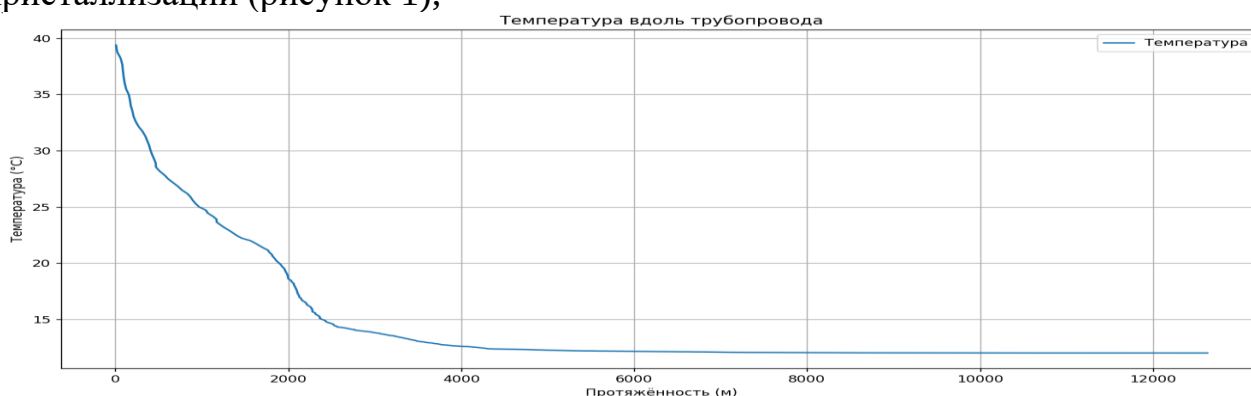


Рисунок 1 – График температуры воды ($T_0 = 40^\circ\text{C}$) по длине трубопровода

- активным теплообменом с окружающим грунтом. При температуре воды на входе 40°C и температуре грунта 12°C протяженность зоны активного теплообмена составляет около 2,2 км. Аккумуляция тепла в грунте способствует

увеличению длины участка с повышенной температурой, благоприятной для кристаллизации карбонатов кальция (рис. 2).

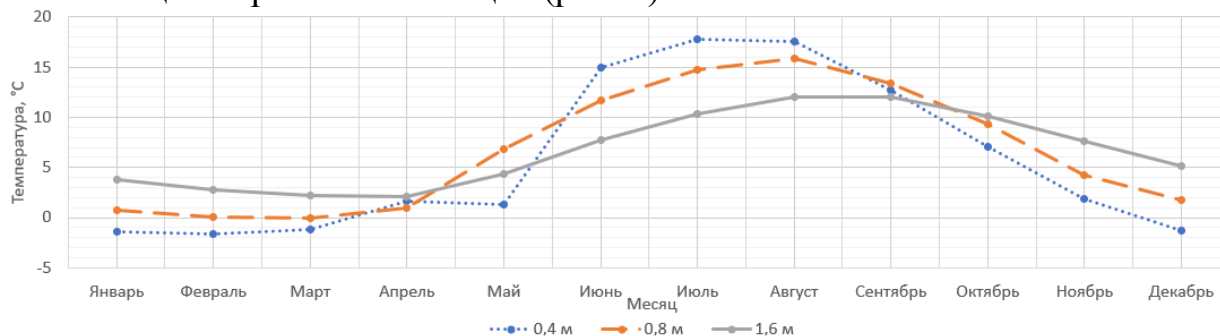


Рисунок 2 – График изменения температуры грунта в РБ на глубине: 0,4, 0,8, 1,6 м

Продувочная вода характеризуется высокой жесткостью и концентрацией кальция, гидрокарбонатов, хлорид и сульфат ионов. Лабораторные исследования отложений подтверждают, что до 67% массы отложений составляет карбонат кальция. Также присутствуют соединения железа (Fe_2O_3), магния (MgCO_3) и сульфата кальция (CaSO_4).

Наличие нижних точек рельефа трассы и поворотов трубопровода способствуют осаждению взвешенных частиц и формированию застойных зон, где интенсивность отложений максимальна.

В зонах сварных стыков и поворотов трубопровода (отводы, соединения), наличие внутреннего грата создает локальную турбулентность потока и дополнительную шероховатость, что является ядром для начала кристаллизации карбонатов кальция и увеличивает гидравлическое сопротивление.

Периодическая подача воды и частые остановки/пуски трубопровода также создают условия для интенсификации процесса осаждения солей и могут провоцировать гидравлические удары.

Выводы и решения проблемы образования отложений.

1. Для минимизации температурных колебаний и снижения интенсивности отложений рекомендуется прокладка трубопроводов для отведения продувочной воды на глубинах, превышающих 1,6 м (зону сезонного промерзания/прогрева).

2. Требуется разработка технологии механической очистки, разработка и адаптация внутритрубных средств механической очистки, способных работать в условиях значительного сужения проходного сечения и сложного рельефа трассы трубопровода, имеющих возможность проходить сегментные отводы, а также позволяющих провести очистку трубопровода в сжатые сроки планового отключения на ремонт основного оборудования ТЭЦ.

3. Целесообразно внедрить систему постоянного мониторинга температуры и давления в местах установки запорной арматуры для расчета эффективного диаметра по потерям на гидравлическое сопротивление и определения оптимальной периодичности очистки.

Закключение. Эксплуатация трубопровода обратной воды в условиях интенсивного образования минеральных отложений требует комплексного подхода, включающего и разработку технологии механической очистки.

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ИСХОДНОЙ ВОДЫ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ ОТ ПРИМЕСЕЙ ЖЕЛЕЗА

И.В. Новосёлов, Д.Р. Зубарева, УГНТУ, г. Уфа

Повышенное содержание железа в воде оказывает негативное воздействие на здоровье человека, приводит к зарастанию водопроводных сетей и водоразборной арматуры. В теплоэнергетическом оборудовании (котлы паровые и водогрейные, теплообменники) железо – источник образования железонакипных отложений на поверхностях нагрева.

В качестве объекта исследования взята паровая производственно-отопительная котельная, расположенная в г. Урай ХМАО (производительность ВПУ 40 м³/ч). Источник водоснабжения – артезианская скважина, вода которой характеризуется повышенным содержанием железа (6,5-14 мг/л), малой минерализованностью и жесткостью. Солесодержание воды составило 84,32 мг/л, карбонатный индекс – 0,18 (мг-экв/л)², удельная электропроводность – 153,31 мкСм/см. В работе были рассмотрены и сопоставлены пять различных вариантов обезжелезивания воды для данной котельной:

- Метод 1. Упрощенная аэрация с последующим 2-х ступенчатым фильтрованием;
- Метод 2. Фильтрование через каталитическую загрузку Greensand;
- Метод 3. Использование сильного реагента-окислителя (гипохлорит натрия);
- Метод 4. Озонирование;
- Метод 5. Электрокоагуляция.

Для каждого из методов был проведен расчет и подбор основного оборудования, определена стоимость оборудования и рассчитаны удельные затраты на обезжелезивание. Результаты технико-экономического анализа показаны на рис. 1-2.

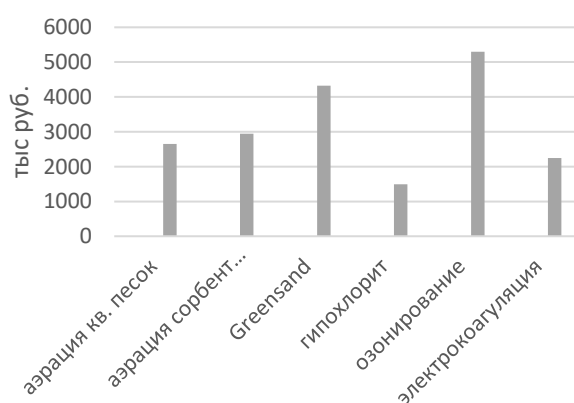


Рисунок 1 – Затраты на оборудование

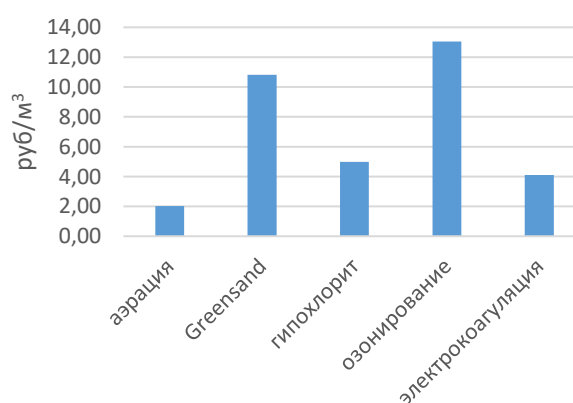


Рисунок 2 – Удельные затраты

Самое дорогое оборудование (5,3 млн руб.) придется закупать при использовании озонирования. Самое дешевое оборудование (1,5 млн руб.) потребуется при использовании реагента-окислителя гипохлорита натрия. Стоимость оборудования для аэрации зависит от того, какая засыпка используется

в механических фильтрах первой ступени. Использование в качестве засыпки современных каталитических сорбентов АС и МС приводит к удорожанию оборудования. Стоимость сорбентов АС и МС примерно в 3 раза выше стоимости кварцевого песка (сорбент АС дороже в 3,17 раза, сорбент МС – в 2,83 раза), поэтому использование новых каталитических загрузок приводит к удорожанию оборудования примерно на 11 %: 2,653 млн руб. для 1-го варианта и 2,941 млн руб. для 2-го варианта. При этом следует ожидать, что использование сорбентов повысит степень очистки от железа.

На рисунке 2 показаны удельные затраты на электроэнергию и реагенты, приходящиеся на 1 м³ обрабатываемой воды при каждом из вариантов. Здесь также самые большие затраты приходятся на озонирование (13 руб./м³). Большое содержание железа в воде требует высоких концентраций генерируемого озона. Это возможно только при работе озонатора на кислороде, а не на воздухе. В результате возникают значительные (порядка 4 млн руб./год) затраты на закупку баллонного кислорода. Самым дешевым по удельным затратам методом является аэрация (2 руб./м³), поскольку при использовании этого метода не требуются никакие хим. реагенты. Затраты обусловлены только расходом электроэнергии на привод насосов и воздушного компрессора. Достаточно велики удельные затраты и при использовании фильтрующей загрузки Greensand (около 11 руб./м³), что вызвано большими расходами на регенерирующий реагент. Удельные затраты на использование гипохлорита и электрокоагуляцию сопоставимы друг с другом (4-5 руб./м³). При этом на электрокоагуляцию приходится максимальное (из рассмотренных методов) потребление электроэнергии (порядка 100 МВт.ч в год).

Опираясь на технико-экономическое сравнение, можно сказать, что если в исходной воде железо содержится в виде растворенного бикарбоната, предпочтительнее использовать упрощенную аэрацию с 2-х ступенчатым фильтрованием. Если же железо содержится в других формах, которые нельзя удалить аэрацией, то имеет смысл рассмотреть использование гипохлорита натрия или электрокоагуляцию. Эти методы практически сопоставимы по затратам на оборудование и эксплуатационным расходам, а происходящая параллельно дезинфекция воды может оказаться полезной, если она в дальнейшем используется в качестве хладагента в оборотных системах охлаждения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кожин В. Ф. Очистка питьевой и технической воды. Примеры и расчеты: Учеб. пособие для вузов. - 4-е изд., репринтное. - М.: ООО «БАСТЕТ», 2008. - 304 с.
2. Журба М.Г., Соколов Л.И., Говорова Ж.М. Водоснабжение. Проектирование систем и сооружений: издание второе, переработанное и дополненное. Учебное пособие. – М.: Издательство АСВ, 2004. – 496 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ИНФРАКРАСНОЙ ПЛЕНКИ И РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОГО ПРАКТИКУМА

Д.В. Пермяков, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа

Инфракрасные (ИК) греющие пленки находят широкое применение в системах отопления и технологических процессах. Однако их интеграция в учебный процесс для наглядного изучения законов теплообмена и физики ИК-излучения затруднена из-за отсутствия проверенных методик измерений и метрологически обеспеченных лабораторных работ. В связи с этим актуальной является задача экспериментального исследования характеристик ИК-пленки для последующей разработки на этой основе надежного лабораторного практикума.

Целью данной работы являлось проведение комплекса экспериментальных исследований для определения основных тепловых и электрических характеристик низкотемпературной резистивной ИК-пленки. В ходе работы использовались следующие приборы: тепловизор для оценки распределения температуры по поверхности, инфракрасные и контактные термометры для контроля температуры в ключевых точках, ваттметр для измерения мощности.

Экспериментальным путем были проанализированы переходные и установившиеся тепловые режимы теплообмена от ИК-пленки. Определены продолжительности выхода на стационарный режим при различных напряжениях питания, построены зависимости температуры поверхности и потребляемой мощности от приложенного напряжения. С помощью тепловизионной съемки количественно оценена неравномерность температурного поля и выявлены зоны повышенного и пониженного теплообразования. Установлено влияние условий теплоотдачи (свободная или вынужденная конвекция, контакт с теплоаккумулятором) на результаты теплообмена.

Проведенный эксперимент позволил получить репрезентативный набор данных, необходимый для создания метрологически обоснованных лабораторных работ. Полученные данные лягут в основу заданий по изучению конвективной теплоотдачи. Визуализированные тепловые поля могут быть использованы для практических задач по тепловизионному контролю. Дальнейшая работа будет направлена на систематизацию полученных результатов и разработку структурированного методического пособия.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ЗОНАХ ПРОХОЖДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ.

В. Савченко

Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва

Развитие нефтегазового комплекса сопровождается активным строительством и эксплуатацией протяжённых магистральных трубопроводов, обеспечивающих транспортировку нефти и нефтепродуктов на значительные расстояния. Эти объекты проходят через разнообразные природные ландшафты, включая сельскохозяйственные угодья, лесные массивы, водоразделы и зоны обводнения, что создаёт потенциальную угрозу нарушения экологического равновесия территорий.

Геоэкологический мониторинг загрязнения почв и подземных вод в зонах прохождения трубопроводов важен, так как строительство и эксплуатация трубопроводных систем сопровождаются значительным техногенным влиянием на окружающую среду. Это влияние включает широкий спектр воздействий: от разрушения почвенно-растительного слоя с последующей активизацией эрозионных процессов до химического загрязнения почв и водотоков.

Геоэкологический мониторинг — комплексная система наблюдений за состоянием окружающей среды, оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды под воздействием природных и антропогенных факторов.

Цель геоэкологического мониторинга загрязнения почв и подземных вод в зонах прохождения трубопроводов — обеспечить эксплуатационную надёжность и геоэкологическую безопасность трубопроводных систем, а также предотвратить возможные внештатные ситуации.

Результаты мониторинга: получение информации о состоянии окружающей среды на исследуемой территории; выявление источников загрязнения окружающих сред; определение уровня загрязнения сред, сравнение его с фоновыми и нормативными показателями; составление прогноза изменений состояния компонентов природной среды; формулирование предложений и рекомендаций по улучшению состояния окружающей среды и снижению негативных последствий антропогенного воздействия. [1]

Методы геоэкологического мониторинга загрязнения почв и подземных вод в зонах прохождения трубопроводов:

Модельно-картографический метод. Позволяет оценить степень естественной защищённости и уязвимости подземных вод и защитной зоны к загрязнению и истощению, а также устойчивость окружающей среды к негативным антропогенным воздействиям.

Геохимические исследования. Включают лабораторные и полевые методы. Направлены на установление состава и типов загрязняющих веществ.

Газогеохимические исследования. Используются на участках распространения насыпных грунтов, на территориях, загрязнённых нефтепродуктами или поражённых карстовым процессом. Включают различные виды поверхностных газовых съёмок (шпуровую, эмиссионную) и скважинные

исследования с послойным отбором проб почвенного воздуха, грунтов и подземных вод.

Почвенные исследования. Включают почвенную съёмку или почвенное профилирование, сопровождающееся опробованием почв. В ходе исследований устанавливают распространение преобладающих типов и подтипов почв, характеристики почвенного профиля, геохимический состав почв и другие параметры.

Дешифрирование аэрокосмоснимков. Выполняется для выявления участков развития опасных геологических и техногенных процессов и явлений, установления источников негативного воздействия на состояние природной среды и других целей.

Буровые и горные работы. Проводятся для оценки эколого-инженерно-геологических условий территории, отбора проб почв, грунтов, подземных вод для лабораторных исследований химического состава и концентрации вредных компонентов. [2]

Трубопроводы представляют потенциальную опасность для прилегающих территорий. Это связано с тем, что по ним транспортируются легко воспламеняемые и токсичные вещества. В случае нештатной ситуации может произойти разрушение трубопровода, что приведёт к трансформации или уничтожению природных комплексов, а также повреждению инфраструктуры территории. Основной причиной аварий на трубопроводах является внешнее воздействие, к которому относится сейсмичность, оползни, селевые потоки, паводки и другие геологические процессы. Для минимизации последствий необходимо анализировать многолетние данные по геофизическим, климатическим и гидрологическим факторам, которые влияют на инженерно-геологические условия. Большое влияние человеческого фактора делает его одним из важнейших критериев при проведении геоэкологической оценки трасс магистральных трубопроводов. Геоэкологический мониторинг позволяет управлять негативными процессами, оптимизировать добычу нефти и газа, а также сохранять экологическую безопасность. [3]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / под общ. ред. Забелы К.А., - М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2001. - с. 195
2. Королев В.А. Мониторинг геологической среды. - М.: Изд-во МГУ, 1995. - 272 с.
3. Дубиков Г.И., Белопухова Е.Б., Данько В.К. и др. Мерзлотные условия Ямбургского поднятия.// Исследования взаимодействия трубопроводов с окружающей средой. М.: ВНИИСТ, 1979. - С. 72-113.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН СЕРИИ ПТ

А.И. Сагитов, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа

Эффективность и безопасность эксплуатации ТЭЦ напрямую зависит от уровня автоматизации процессов. Значительное количество эксплуатируемых турбин, оснащено устаревшими системами регулирования. Эти системы, основанные на гидравлических и механических принципах, не отвечают современным требованиям по точности, быстродействию и надежности, что приводит к снижению КПД турбоагрегатов, повышенным затратам и увеличению риска аварийных ситуаций.

Основными проблемами устаревших систем регулирования являются:

неспособность оперативно реагировать на изменения нагрузки в энергосистеме, что приводит к колебаниям частоты и мощности;

износ механических элементов и гидравлических трактов приводит к снижению точности заданных параметров;

невозможности оперативного контроля состояния системы и прогнозирования отказов;

необходимость частых регулировок, высокая трудоемкость технического обслуживания и ремонтов.

Одним из ключевых направлений модернизации паровых турбин является внедрение электрогидравлических систем регулирования. Современная система обеспечивает плавность и оптимальное прохождение переходных процессов при пуске и останове оборудования, точное поддержание частоты вращения и мощности в установившихся режимах, а также непрерывный диагностический контроль состояния элементов системы регулирования.

Модернизация требует комплексного подхода, включающего анализ текущего состояния системы регулирования, обоснованный выбор нового оборудования и разработку адаптированных алгоритмов управления. Важным аспектом является обеспечение совместимости модернизированной системы с существующим оборудованием и ее интеграция в АСУ предприятия.

Таким образом, внедрение современных средств управления турбиной позволяет достичь повышения КПД, снижения эксплуатационных затрат и увеличения межремонтных интервалов. Это обеспечивает не только прямую экономическую выгоду, но и повышает надежность энергоснабжения и конкурентоспособность предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины: учебник для вузов / А.Д. Трухний. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Издательский дом МЭИ, 2017. — 596 с.
2. Фрагин М.С. Регулирование и маслоснабжение паровых турбин: настоящее и ближайшая перспектива. СПб.: Энерготех, 2005. — 248 с. Серия «Проблемы энергетики», вып. 6.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ НА ЗАТОНСКОЙ ТЭЦ

*А.Р. Самойлов, Затонская ТЭЦ ООО «БГК»,
А.В. Заряева, Затонская ТЭЦ ООО «БГК», ЗТЭЦ, г. Уфа*

Затонская ТЭЦ введена в эксплуатацию 13 марта 2018 года, это позволило существенно снизить перетоки в южную часть города Уфы и обеспечить теплом микрорайоны – Затон и Забелье. Затонская ТЭЦ – одна из самых высокотехнологичных станций ПАО Интер РАО, являющаяся самым крупным объектом капитального строительства энергосистемы Башкортостана более чем за последние 30 лет. На ТЭЦ используются самые современные и передовые технологии, такие как регулируемая гидромурфта производства Voith Turbo на питательных насосах.

Энергообъект стал первой блочной станцией в ООО «БГК», работающей полностью на парогазовом цикле. Электрический КПД станции достигает 48,7%, что существенно выше среднего показателя по энергосистеме. Особенностью проекта является практически одновременный ввод в эксплуатацию двух энергоблоков. Каждый энергоблок состоит из: газотурбинной установки – ГТЭ-160, котла утилизатора Е-220/50-8,33/0,6-517/211, паровой турбины – Т-60/73-7,8/0,04. Ещё одна особенность Затонской ТЭЦ – её компактность. На территории площадью 10 гектаров расположены основные здания и сооружения: главный корпус, административно-бытовой и лабораторно-бытовой корпуса, пусковая котельная, циркуляционная станция, КРУЭ, градирни. При этом химический цех размещён в котельном отделении главного корпуса, а традиционно используемые на ТЭЦ распределительные устройства заменены малогабаритным КРУЭ 220кВ, относящимся к подстанциям нового поколения.

Затонская ТЭЦ определена основным источником тепловой энергии для строящихся микрорайонов города. Установленная мощность по теплу и электричеству соответственно – 300,2 Гкал/ч и 440 МВт, что в свою очередь позволяет обеспечить теплом примерно 3-3,5 млн кв. м жилья.

Примечательно, что Затонская станция, самая экологичная ТЭЦ в энергосистеме Башкортостана, поскольку применение новейших технологий позволяет снизить уровень вредных выбросов в атмосферу практически до минимума. Цикл парогазового блока предусматривает максимально эффективное использование природного газа. Так как, для выработки одного и того же объёма энергии на новой ТЭЦ тратится существенно меньше топлива, чем на традиционных ТЭЦ или котельных.

С начала эксплуатации Затонской ТЭЦ реализовано более 30 инвестиционных проектов на сумму свыше 1 млрд. рублей.

Среди множества реализованных проектов, можно отметить:

С 1 марта 2018 года ООО «БГК» получило право участия в торговле на оптовом рынке электроэнергии и мощности в отношении двух энергоблоков Затонской ТЭЦ.

В 2019 году были получены сертификаты соответствия энергоблоков Затонской ТЭЦ для участия в нормированном первичном регулировании частоты (НПРЧ).

В 2020 году были получены сертификаты соответствия энергоблоков Затонской ТЭЦ для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ).

В 2021 году стартовал пилотный проект по Цифровой модели станции - это виртуальная модель, основанная из последовательных сферических панорам, объединенных в единый проект с добавлением текстовой, графической и мультимедийной информации.

В 2022 году в период проведения РИДГТ ГТУ была выполнена замена рабочих и направляющих лопаток 1,2 ступени газовых турбин на модернизированные версии Si3D enhanced. Ресурс работы таких лопаток составляет до 66 000 эквивалентных часов, а также позволяет эксплуатировать ГТУ в период высоких температур наружного воздуха в режиме со снижением ограничения установленной мощности газотурбинных установок до 6 МВт.

В 2023 году реализован инвестиционный проект «Техпереворужение КВОУ с монтажом установки охлаждения циклового воздуха испарительного типа на энергоблоках», что позволило снять сезонные ограничения мощности, возникающие в период высоких температур до 14 МВт.

В 2024 году состоялась модернизация генераторов (ТЗФГ-160) газовых турбин с переключением статора и установкой под клинья упругих изоляционных прокладок из волнистого материала, замену существующих центробежных вентиляторов на более производительные в габаритах существующих вентиляторов за счет изменения угла наклона лопаток и их количества.

В это же время был создан и введен в эксплуатацию современный тренажер на базе цифровой модели станции. Такие обучающие комплексы успешно функционируют на энергообъекте по настоящее время.

Тренажер включает в себя основные направления сценариев тренировок:

1. Прохождение по маршруту обхода с оценкой проверки состояния оборудования;
2. Прохождение по объекту с поиском дефектов;
3. Прохождение по объекту с вопросами по оборудованию;
4. Решение задач по переключениям в аварийных и стрессовых ситуациях;
5. Обучение с переключениями на конкретном оборудовании с выбором арматуры и контрольных параметров.

В феврале 2025 года на тренажерные комплексы для котлотурбинного и химического цеха получены сертификаты на соответствие отраслевым и корпоративным стандартам разработанной тренажерной продукции для признания программных средств подготовки персонала полностью готовыми к эксплуатации. Так же эти тренажерные комплексы включены в состав корпоративного фонда «Интер РАО».

Из особенностей разработанных тренажеров можно отметить:

1. Полномасштабность - 100% имитация реального оборудования в виртуальной среде.

2. Универсальность – комплексное обучение по охране труда, пожарной безопасности и оказанию первой помощи.

3. Нелинейность – прохождения тренировок различными путями.

4. Комплексность – задействование в единой тренировке группы обучаемых.

5. Технологичность – моделирование различной сложности производственных процессов на любом оборудовании.

На сегодняшний день Затонская ТЭЦ продолжает развиваться и внедрять множество инновационных решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сборник докладов молодых энергетиков ООО «БГК» г. Уфа. Создание виртуального 3D-панорамного тура на примере Затонской ТЭЦ (А. Р. Самойлов) с. 136-152.
2. Корпоративный портал ООО «БГК». <https://portal.bgkrb.ru>

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ*В.Е. Семенец, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа*

Кожухопластинчатые теплообменные аппараты (КПТА) представляют собой гибридную конструкцию, сочетающую компактность пластинчатых и надёжность кожухотрубных теплообменников. В последние годы они получают всё более широкое применение в нефтегазовой отрасли, теплоэнергетике, авиации и криогенных системах благодаря высокой эффективности теплообмена, способности работать при высоких давлениях и совместимости с агрессивными и криогенными средами.

Анализ патентной и научной литературы показывает, что конструктивная база для создания КПТА в России уже сформирована. Базовая конструкция с гофрированными пластинами и цилиндрическим корпусом (пат. RU 2206851 C1) допускает модификации под широкий диапазон условий — от 200 °С и 10 атм до 700 °С и 400 атм. Однако ключевой проблемой при проектировании КПТА остаётся неравномерное распределение потока во вторичном («кожуховом») контуре: значительная часть теплоносителя обтекает активную центральную зону по периферии, снижая общую эффективность аппарата.

Для решения этой проблемы зарубежные разработчики (в частности, Danfoss A/S) предложили ряд инновационных решений. Патенты RU 2741169 C1 и RU 2692865 C1 описывают использование блокирующих пластин и выступов на периферии теплообменных пластин, которые перекрывают обходные каналы и направляют поток в центральную активную зону. Патент RU 2741171 C1 предлагает пластины с вырезами, формирующими U-образные распределительные камеры у входных и выходных отверстий кожуха, что обеспечивает плавное расхождение и схождение потока.

Отечественные исследования также демонстрируют высокий уровень. Асимметричная конструкция пластины (Каськов С.И., Кулаков В.В.), в которой по стороне кожуха создаётся меньшее гидравлическое сопротивление, а по стороне пакета — повышенная интенсивность теплоотдачи, позволила снизить площадь теплообмена на 21% при нагреве нефти водой. Перспективным направлением является применение пористых металлических вставок (Аксенов Б.Г. и др.), где максимальная эффективность достигнута при пористости 0,6169, а также сетчато-поточные структуры с турбулизаторами в виде усечённых конусов и седловидными перемычками (пат. RU 2559412 C1, ЦИАМ), обеспечивающие высокую прочность и интенсивность теплообмена в теплонапряжённых системах.

Современные тенденции в теплоснабжении — переход на пониженные температурные графики (65/55 °С вместо 95/70 °С) — дополнительно стимулируют спрос на высокоэффективные и компактные теплообменники. В этих условиях КПТА становятся не просто альтернативой, а ключевым элементом энергоэффективных систем. Наличие в России собственных технологий сварки, гофрирования, порошковой металлургии, а также расчётных методик и квалифицированных кадров позволяет говорить о реальной возможности импортозамещения в этой области — от ЖКХ до авиакосмической отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воздушно-водородный теплообменник: пат. RU 192392 U1 / А.Н. Варюхин [и др.]; ФГУП «ЦИАМ им. П.И. Баранова». — Заявл. 07.06.2019; опубл. 16.09.2019.
2. Кожухопластинчатый теплообменник (варианты): пат. RU 2206851 C1 / А.И. Худяков, Ю.С. Марков, И.И. Гальперин. — Заявл. 27.12.2001; опубл. 20.06.2003.
3. Кожухопластинчатый теплообменник и пластина блокирования канала: пат. RU 2741169 C1 / Йес Петерсен, Хельге Нильсен; Danfoss A/S. — Заявл. 17.08.2020; опубл. 22.01.2021.
4. Кожухопластинчатый теплообменник и теплообменная пластина: пат. RU 2741171 C1 / Хельге Нильсен; Danfoss A/S. — Заявл. 17.08.2020; опубл. 22.01.2021.
5. Кожухопластинчатый теплообменник: пат. RU 2559412 C1 / Н.И. Филатов [и др.]; ФГУП «ЦИАМ им. М.В. Келдыша». — Заявл. 16.10.2014; опубл. 10.08.2015.

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ NO_x С ПОМОЩЬЮ КАТАЛИТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

В.Е. Семенец
УГНТУ, г. Уфа

Оксиды азота (NO_x), образующиеся при сжигании природного газа, представляют серьёзную угрозу для экологии и здоровья населения. Одна типовая газовая котельная мощностью 10 МВт без очистки выбрасывает до 20 тонн NO_x в год — эквивалент выбросов 8–10 тыс. автомобилей. В условиях ужесточения природоохранного законодательства и риска штрафов до 20 млн рублей в год необходимы эффективные технические решения.

Рассмотрены три технологии: SCR (селективное каталитическое восстановление), SNCR (некаталитическое восстановление) и NO_x -Cat (каталитическая система на основе платиновых металлов). Проведено сравнение по ключевым параметрам: эффективности, совместимости с газовым топливом, капитальным и эксплуатационным затратам, требованиям к температуре дымовых газов и занимаемой площади.

Внедрение каталитических установок — это не только мера по предотвращению штрафов, но и проявление социальной и экологической ответственности предприятия. Выбор технологии SCR позволяет достичь максимального экологического эффекта и соответствует стратегии «зелёной» энергетики ПАО «Газпром».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ПНД Ф 16.1:2.3:2.2–94. Методика выполнения измерений массовой концентрации оксидов азота в выбросах стационарных источников. — М.: Росгидромет, 1994.
2. Боровиков А. Ю., Котляревская И. Л. Снижение выбросов NO_x при сжигании природного газа в котельных установках // Энергобезопасность и энергосбережение. — 2020. — № 4. — С. 45–51. (DOI: 10.26730/2071-2340.2020.4.45-51)
3. Кузнецов В. В., Смирнов А. Д. Применение технологии SCR для снижения выбросов оксидов азота на промышленных котельных // Теплоэнергетика. — 2019. — Т. 66, № 11. — С. 32–38. (DOI: 10.1134/S0040363619110072)

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В МЕТАНОГИДРАТНЫЙ ПЛАСТ В ПЛОСКООДНОМЕРНОМ ПРИБЛИЖЕНИИ

М.В. Столповский¹, И.К. Гималтдинов¹, М.К. Хасанов²

¹*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

²*Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий,
г. Стерлитамак*

Природные скопления газогидратов представляют практически неисчерпаемый источник углеводородного сырья. В связи с этим был предложен новый метод добычи природного газа, заключающийся в инъекции диоксида углерода в метаногидратные пласты.

Пусть горизонтальный пористый пласт, имеющую конечную протяженность L , в начальный момент насыщен гидратом метана с исходной насыщенностью ν и метаном. Давление p_0 и температура T_0 пласта в исходном состоянии соответствуют условиям стабильного существования газогидрата метана. Через левую границу пласта ($x = 0$) закачивается жидкий диоксид углерода. В результате нагнетания через левую границу пласта жидкого диоксида углерода, в пласте образуются две характерные области: ближняя, содержащая жидкий CO_2 и его гидрат и дальняя, содержащая CH_4 и его гидрат. При этом возникает подвижная граница фазового перехода, на которой происходит замещение метана в газогидрате двуокисью углерода. Система основных уравнений, представляющая собой уравнения сохранения массы метана и двуокиси углерода, энергии, закон Дарси и уравнение состояния калорически совершенного газа и упругой, дополняется условиями баланса массы и тепла на границе фазового перехода, а также начальными и граничными условиями [1].

На рисунке 1 для момента времени $t = 25$ сут. представлены распределения давления и температуры от пространственной координаты. Для величины давления инъекции приняты значения $p_e = 4.1$ МПа (а), 3.7 МПа (b) и 3.6 МПа (с). Для других параметров, характеризующих состояние системы, приняты значения: $\phi = 0.2$, $\nu = 0.2$, $k_0 = 10^{-16}$ м², $p_0 = 3$ МПа, $T_0 = 274$ К, $T_e = 281$ К, $\rho C = 2 \cdot 10^6$ Дж/(К·м³), $\lambda = 2$ Вт/(м·К), $G_c = 0.28$, $G_m = 0.13$, $R_m = 520$ Дж/(кг·К), $\rho_{hc} = 1100$ кг/м³, $\rho_{hm} = 900$ кг/м³, $\rho_{c0} = 890$ кг/м³, $\beta = 10^{-8}$ Па⁻¹, $\mu_c = 10^{-4}$ Па·с, $\mu_m = 10^{-5}$ Па·с, $L_{hc} = 3.48 \cdot 10^5$ Дж/кг, $L_{hm} = 4.5 \cdot 10^5$ Дж/кг, $C_c = 2600$ Дж/(кг·К), $C_m = 1560$ Дж/(кг·К), $L = 100$ м. Из рисунка 1а) при относительно высоких значениях давления инъекции построенная модель дает термодинамически непротиворечивое решение. Отметим, что давление в области фильтрации жидкого диоксида углерода превышает равновесное значение давления кипения диоксида углерода (синяя штриховая кривая). Кроме того, температура в области, содержащей метан и его газогидрат, лежит ниже равновесной температуры разложения газогидрата метана (красная пунктирная кривая). Согласно рисунку 1b), при уменьшении давления закачиваемого диоксида углерода, величина температура в области содержащей газогидрат метана, на некотором участке поднимается выше равновесного значения температуры его разложения. В этом случае решение с

одной подвижной границей фазового перехода (границей замещения) не позволяет построить термодинамически непротиворечивое решение. В этом случае в пласте будет возникать еще дополнительная промежуточная область, содержащая метан и воду в свободном состоянии. В соответствии с рисунком 1с) при дальнейшем уменьшении давления закачиваемого диоксида углерода величина давления в области фильтрации диоксида углерода на некотором участке опускается ниже равновесного значения давления его кипения. Поэтому необходимо вводить третью границу фазовых превращений, на которой происходит кипение диоксида углерода. В этом случае в пласте будет возникать еще одна область, содержащая диоксид углерода в газообразном состоянии и его газогидрат.

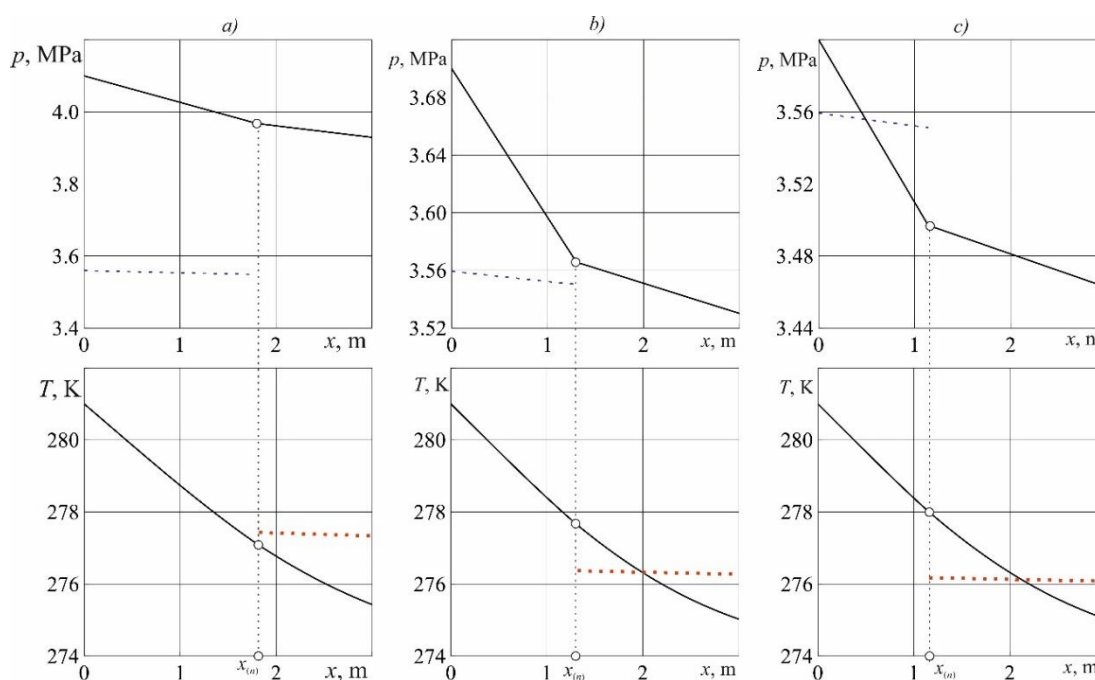


Рисунок 1 – распределения давления и температуры от пространственной координаты, для значений $p_e = 4.1$ МПа (a), 3.7 МПа (b) и 3.6 МПа (c)

Работа выполнена при поддержке госзадания Минобрнауки РФ на тему «Разработка и создание малотоннажных продуктов и реагентов (ингибиторы коррозии и солеотложения, антиоксиданты, биоциды, присадки и др.) для процессов нефтегазохимии и очистки водных сред от загрязнений, замещающих импортные вещества и материалы. Теоретические и экспериментальные подходы (FEUR –2023–0006)».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хасанов М.К., Столповский М.В., Гималтдинов И.К. Моделирование образования газогидрата при инъекции углекислого газа в природный пласт //Прикладная механика и техническая физика. 2018. Т. 59. № 3 (349). С. 94-102.

АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ КОЖУХОТРУБЧАТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА С U-ОБРАЗНЫМИ ТРУБКАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

*Б.Р. Тукаев, М.А. Бикмухаметова
УГНТУ, г. Уфа*

Технологические процессы, связанные с нагреванием или охлаждением нефтепродуктов, осуществляются в теплообменных аппаратах различных типов и конструкций. Кожухотрубчатые теплообменники – наиболее распространенный тип теплообменной аппаратуры в нефтедобыче, транспорте и хранении нефти и газа, нефтепереработке и нефтехимии, газопереработке и других отраслях промышленности. Использование в технологических процессах кожухотрубчатых теплообменных аппаратов (тип У) с U-образными трубками позволяет компенсировать термические напряжения, возникающие вследствие разницы температуры теплоносителей [1].

Конструкция кожухотрубчатых теплообменников должна быть технологичной, надежной в течение предусмотренного срока службы, обеспечивать безопасность при монтаже и эксплуатации [2]. Данные аппараты должны эксплуатироваться в соответствии со всеми правилами безопасности, указанными в нормативно-технической документации. Однако при эксплуатации под воздействием различных факторов, могут возникать дефекты, развитие которых приводит к отказам, а в самых неблагоприятных случаях – к аварийным ситуациям, поскольку большинство рабочих сред в аппаратах относятся к взрыво-пожароопасным. Таким образом, анализ эксплуатационной надежности кожухотрубчатых теплообменных аппаратов важен для обеспечения безопасного функционирования предприятия в целом.

Изменения при эксплуатации теплообменных аппаратов можно отследить по основным параметрам процесса теплообмена: разнице температур, рабочему давлению, расходу теплоносителей и другим. К каждому типу теплообменного оборудования, участвующего в теплообменном процессе, предъявляются требования к значениям этих параметров, указанные, например, в технологическом регламенте на эксплуатацию. Нерегулируемое изменение параметров, приводит как к отказам, так и авариям.

Повышение уровня эксплуатационной надежности кожухотрубчатого теплообменного аппарата возможно за счет интеграции современных методов искусственного интеллекта (ИИ) для комплексного анализа факторов риска и прогнозирования остаточного ресурса оборудования. Использование ИИ позволяет строить нелинейные модели деградации рабочих характеристик на основе многолетних производственных данных, а также выявлять критические узлы и опасные режимы эксплуатации.

Разработка экспериментальной установки позволит использовать ИИ при моделировании оптимальных процессов теплообмена, с учетом сред, факторов загрязнения и режимов эксплуатации.

Применение автоматизированной обработки сигналов с датчиков контроля технологических параметров, позволит выявить аномальные режимы работы и развитие дефектов на ранней стадии.

Применение технологий ИИ даст возможность не только оперативно выявлять потенциальные отказы кожухотрубчатых теплообменных аппаратов, но и оптимизировать графики обслуживания и ремонта с учетом реального состояния оборудования. Такой подход способствует снижению внеплановых остановок и повышению безопасности производства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бикмухаметова М.А., Мусабилов Э.М. Технический сервис и ремонт технологического оборудования предприятий нефтегазопереработки: учебное пособие. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2023. – 248
2. Шишкин Б. В. Прочность и вибрация кожухотрубчатых теплообменных аппаратов: учебное пособие. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВПО «КНАГТУ», 2013. – 142 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ

Р.Р. Халиков, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа

При эксплуатации котлов-утилизаторов (КУ) ферросплавных печей одной из актуальных проблем является образование отложений солей жесткости и продуктов коррозии в различных частях пароводяного тракта. Основными причинами образования отложений являются интенсификация подшламовой и кислородной коррозии, несоответствие качества питательной воды нормативным требованиям. Нарушение водно-химического режима КУ приводит к снижению надежности оборудования, частому выводу из эксплуатации с целью химической промывки и ремонта.

Традиционно водоподготовка питательной воды КУ осуществляется по схеме двухступенчатого умягчения методом Na-катионирования. Как показывает практика эксплуатации котельного агрегата на электрометаллургическом комбинате, данная схема не позволяет обеспечить требуемую степень очистки воды.

Для оптимизации водно-химического режима КУ предлагаются мероприятия:

- обессоливание питательной воды с использованием баромембранных технологий;
- дозирование корректирующих аминоксодержащих реагентов в котел-утилизатор.

Баромембранные технологии имеют высокую эффективность обессоливания и возможность автоматизации процесса водоподготовки. Важным экологическим преимуществом внедрения установок обратного осмоса является исключение дополнительного загрязнения окружающей среды агрессивными сточными водами.

Внедрение аминного водного режима основано на технологии коррекционной обработки питательной воды комплексным реагентом, представляющим собой смесь нейтрализующих и пленочных аминов. Пленкообразующие амины обладают способностью образовывать на поверхности металла молекулярную пленку, защищающую металл от воздействия кислорода и углекислоты. Применение дисперсантов позволяет снизить образование кальциевых и железоксидных отложений на поверхностях нагрева котлов, удалить ранее образовавшиеся отложения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Комплексные реагенты на основе аминов /С.Ю. Суслов, А.В. Кирилина, И.А. Сергеев, Т.В. Зезюля, Е.А. Соколова, Е.В. Еремина, Н.В. Тимофеев // Теплоэнергетика. 2017. № 3. С. 92–96. <https://doi.org/10.1134/S0040363617030067>.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ХВОСТОВЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОВОГО КОТЛА, РАБОТАЮЩЕГО НА СЕРОСОДЕРЖАЩЕМ ГАЗЕ

Ю.Г. Чуркин, УГНТУ, г. Уфа

Одним из наиболее значимых факторов, определяющих надёжность и долговечность эксплуатации паровых котлов, работающих на серосодержащем топливе, является техническое состояние хвостовых поверхностей нагрева, в частности воздухоподогревателя. При сжигании газа с высоким содержанием серы наблюдается повышение температуры точки росы дымовых газов, что способствует конденсации влаги и образованию серной кислоты на металлических поверхностях. Это приводит к ускоренному коррозионному износу оборудования и сокращению межремонтного периода котла.

Для парового котла ГМ-50-1 проведён анализ теплового состояния воздухоподогревателя и определено, что существующая конструкция не обеспечивает достаточного прогрева воздуха, вследствие чего температура стенки воздухоподогревателя ($118\text{ }^{\circ}\text{C}$) находится ниже температуры точки росы дымовых газов ($134\text{ }^{\circ}\text{C}$). Проведённые расчёты подтвердили наличие низкотемпературной конденсации и показали необходимость совершенствования оборудования хвостовых поверхностей нагрева.

В рамках исследования рассмотрены и обоснованы следующие направления модернизации:

1. Реконструкция воздухоподогревателя с увеличением площади теплообмена за счёт установки дополнительного блока калориферов. Предлагается секционная компоновка, обеспечивающая равномерное распределение тепловых потоков и снижение термических напряжений в конструкционных элементах.

2. Внедрение системы регулируемой рециркуляции дымовых газов, обеспечивающей повышение температуры потока перед воздухоподогревателем. Рециркуляция предусматривает автоматическое регулирование температуры и расхода дымовых газов, что позволяет стабилизировать тепловой режим и предотвратить образование конденсата.

Каждое из предложенных технических решений требует дополнительных эксплуатационных и капитальных затрат, однако их совместное применение позволяет достичь оптимального соотношения между энергетической эффективностью и экономическими показателями. По результатам расчётов установлено, что увеличение поверхности теплообмена до $550\text{--}600\text{ м}^2$ обеспечивает достижение температуры подогрева воздуха до $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ при увеличении расхода пара не более чем на $2,1\text{ т/ч}$. При реализации схемы рециркуляции горячих дымовых газов расчётный объём перенаправленных газов составляет около $8700\text{ м}^3/\text{ч}$ ($26\text{ }\%$ от общего потока), что позволяет снизить вероятность низкотемпературной коррозии на $20\text{--}25\text{ }\%$.

Таким образом, модернизация оборудования хвостовых поверхностей нагрева с применением комбинированной схемы подогрева воздуха и

регулируемой рециркуляции дымовых газов является эффективным направлением повышения межремонтного периода паровых котлов, работающих на серосодержащем топливе, и способствует улучшению общего технического состояния оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чуркин Ю. Г., Нефёдов С. В. – Точка росы дымовых газов при сжигании природного газа // В книге: Вестник науки – 2025 Научная статья в журнале 2025. С. 2180-2187
2. Пташинский И. В., Дубровин А. П. Низкотемпературная коррозия в котельных установках // В книге: Теплоэнергетика – 2015.
3. Молчанов А. А., Л. В. Игнатова – Влияние содержания серы в топливе на коррозионную активность дымовых газов // В книге: Вестник теплоэнергетики. – 2016.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

*Ю.Г. Чуркин, С.В. Китаев, Е.В. Бурдыгина
УГНТУ, г. Уфа*

Подогреватели сетевой воды являются важнейшими элементами систем теплоснабжения, обеспечивающими устойчивость теплового режима, надёжность и эффективность функционирования тепловых сетей и котельных установок. Длительная эксплуатация в условиях переменных тепловых нагрузок, частых пусков и остановов сопровождается воздействием значительных термомеханических напряжений, что приводит к ускоренному износу, снижению ресурса и повышению вероятности коррозионных повреждений рабочих поверхностей.

Современные тенденции в развитии систем теплоснабжения направлены на повышение гибкости и управляемости, что усиливает влияние переходных процессов на техническое состояние оборудования. Подогреватели сетевой воды в таких условиях нередко работают при нестационарных температурах и скоростях потока, что вызывает неравномерное распределение тепловых потоков и локальные зоны переохлаждения. Эти явления ускоряют деградацию металла и способствуют образованию конденсатных плёнок на теплообменных поверхностях.

Одним из перспективных направлений исследований может являться изучение механизмов разрыва конденсатной плёнки, возникающей при теплообмене на поверхностях подогревателей сетевой воды. Разрыв плёнки способен значительно влиять на локальные теплопередающие свойства, а также на устойчивость защитных оксидных слоёв и общую коррозионную активность поверхности. Анализ условий, при которых происходит прерывание плёнки, позволит глубже понять процессы теплообмена и разработать рекомендации по повышению эффективности и надёжности работы оборудования.

Повышение долговечности подогревателей требует комплексного подхода, включающего совершенствование методов расчёта, диагностики и оценки технического состояния, а также исследование особенностей тепло-гидравлических процессов при переменных режимах работы. Развитие научных представлений о поведении подогревателей в переходных режимах создаёт основу для дальнейшего совершенствования конструкций, оптимизации условий эксплуатации и повышения энергоэффективности систем теплоснабжения.

Оценка технического состояния подогревателей сетевой воды в контексте энергоэффективности требует методического подхода, основанного на анализе изменения температурного напора во времени. Именно температурный напор определяет интенсивность теплопередачи и напрямую влияет на коэффициент теплопередачи, изменение которого является следствием изменения температурного режима в аппарате. Контроль температурного напора позволяет выявлять ухудшение теплового контакта, загрязнение теплообменных поверхностей и отклонения от проектных параметров. Кроме того, существующие

методики оценки загрязнения сетевых подогревателей основаны на анализе температурных напоров теплообменных аппаратов и позволяют с достаточной степенью точности определить степень их загрязнения.

Ожидается, что будут разработаны новые методы оценки состояния сетевых подогревателей на основе данных с промышленных предприятий, а результаты исследования внесут вклад в развитие методологии проектирования и анализа теплообменных аппаратов, позволят повысить их эксплуатационную надёжность, увеличить межремонтный период и улучшить показатели эффективности без изменения существующих схемных решений теплоснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурдыгина Е. В., Трофимов А. Ю., Сулейманов А. М., Федосеева Е. А. – Исследование эффективности работы теплообменной аппаратуры // В книге: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли – 2019 Тезисы докладов IV Международной научно-практической конференции 2019. С. 311-315
2. Бурдыгина Е. В., Трофимов А. Ю. – Сравнение теплообменных аппаратов для целей теплоснабжения // В книге: Трубопроводный транспорт – 2017 Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции 2017. С. 345-346
3. Пермяков К. В. – Опыт повышения тепловой эффективности вертикальных подогревателей сетевой воды при их реконструкции // В книге: Новости теплоснабжения – 2013. С. 160
4. Балуннов Б. Ф., Готовский М. А., Пермяков В. А. – Исследование теплогидравлических характеристик кожухотрубного подогревателя с интенсификацией теплообмена путем использования теплообменных труб с лунками // В книге: Теплоэнергетика – 2008.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ.

А. Шнип

Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва

Развитие нефтегазового комплекса России сегодня невозможно без активного освоения северных территорий, богатых природными ресурсами. Однако эти регионы характеризуются сложными природно-климатическими условиями, среди которых ключевым фактором выступает наличие многолетнемерзлых грунтов. Именно вечная мерзлота формирует особую геокриологическую среду, в которой эксплуатация трубопроводной инфраструктуры сопряжена с повышенными инженерными и экологическими рисками.

За последние десятилетия на фоне глобального изменения климата отмечается устойчивая тенденция к повышению среднегодовых температур, что приводит к деградации мерзлоты. Активизация опасных геокриологических

процессов, таких как криогенное пучение, наледеобразование, эрозия, термоэрозия, солифлюкция и оползнеобразование, оказывает прямое воздействие на линейные сооружения. Термокарст, возникающий при оттаивании льдонасыщенных пород и вытаивании подземных льдов, приводит к проседанию поверхности, заболачиванию и деформации трассы трубопровода. Также наблюдается снижение несущей способности грунтов при переходе из мёрзлого состояния в талое, что вызывает всплытие или просадку отдельных участков трубопровода [1].

Геоэкологические последствия подобных процессов выражаются в загрязнении почв, подземных и поверхностных вод, деградации растительного покрова и снижении биоразнообразия. В условиях ограниченной самоочищающей способности северных экосистем любое нарушение экологического баланса может стать необратимым. Поэтому оценка и минимизация геоэкологических рисков при эксплуатации магистральных трубопроводов в зоне вечной мерзлоты приобретают первостепенное значение.

На примере таких регионов, как Ямало-Ненецкий автономный округ, Республика Саха (Якутия) и Красноярский край, можно выделить несколько характерных проблем. Здесь трубопроводы проходят по территориям с низкой несущей способностью грунтов, высокой влажностью и значительными сезонными колебаниями температур. Наиболее подвержены деформациям участки, пересекающие болота, водоёмы и склоновые поверхности. Любое локальное нарушение целостности конструкции способно вызвать загрязнение больших площадей и повлиять на состояние водных экосистем [2].

В современных условиях особое значение приобретает внедрение комплексной системы геоэкологического мониторинга. Ее основная задача - своевременно выявлять потенциальные угрозы и прогнозировать развитие неблагоприятных процессов. Наиболее распространёнными средствами контроля являются деформационные марки - специальные геодезические знаки,

закрепляемые на трубопроводе и опорах, позволяющие отслеживать осадку, просадку, подъём, сдвиг и крен конструкции. Современные системы включают использование ГИС, дистанционного зондирования и сенсорных технологий, обеспечивающих непрерывный сбор данных и прогнозирование рисков [3].

Помимо мониторинга, важным направлением является совершенствование технологий рекультивации нарушенных территорий. Применение природных сорбентов, методов биоремедиации и микробиологических технологий способствует ускоренному восстановлению экосистем после утечек и загрязнений. Формирование устойчивой системы экологической безопасности возможно только при непрерывном контроле — от этапа проектирования до эксплуатации и последующего вывода объектов из эксплуатации.

Эксплуатация магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты требует интеграции инженерных, экологических и аналитических подходов. Внедрение систем мониторинга и использование охлаждающих технологий позволяют существенно снизить вероятность аварий и минимизировать воздействие на природные комплексы. Применение цифровых технологий, дистанционного мониторинга и предиктивной аналитики обеспечивает возможность перехода от реагирования на аварии к их предупреждению. В перспективе именно комплексный подход к оценке и управлению геоэкологическими рисками станет основой для устойчивого и безопасного развития северных регионов России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Капитонова Т. А., Стручкова Г. П., Николаева М. В., Слепцов О. И. Тепловое влияние подземного трубопровода на окружающие мерзлые грунты //Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. - 2015. - № 8–1. - С. 9–12.
2. Юрченко В. А. Вечная мерзлота: геокриологические опасности и региональная деградация мерзлых грунтов: [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru>. (Дата обращения: 13.10.25).
3. Патент РФ RU2571497C1. Способ мониторинга магистрального трубопровода [Электронный ресурс] / АО «Транснефть»; опубл. 10.05.2016. — URL: <https://patents.google.com/patent/RU2571497C1/ru> (дата обращения: 13.10.2025).

СЕКЦИЯ
«РЕСУРСОЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ»

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Т.Э. Галеев, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

Энергетическая политика Российской Федерации направлена на рациональное и эффективное использование топливно-энергетических ресурсов, снижения доли потерь и повышения энергетической эффективности предприятий. На теплоэлектроцентралях по-прежнему остается потенциал экономии топлива за счет утилизации сбросного тепла.

Одним из примеров нерационального использования ресурсов на ТЭЦ является сброс низкопотенциального тепла циркуляционной воды конденсаторов турбин в градирни. Температура такой воды составляет порядка 25-35 °С, она содержит большое количество теплоты, которая не используется в технологическом цикле.

Рациональным решением данной проблемы является внедрение тепловых насосных установок, которые позволяют вернуть сбросное тепло обратно в тепловой контур, тем самым снижая расход топлива и повышая общий КПД станции.

Тепловые насосы активно используют в Китае, на муниципальных ТЭЦ установлены тысячи абсорбционных тепловых насосов Shuangliang Eco-Energy, мощностью до 100 МВт каждая. В городе Яньцзинь шесть установок обеспечивают утилизацию тепла градирен (40/30 °С) и нагрев сетевой воды до 90 °С, что обеспечивает экономию 49 тыс. тонн угля, сокращение выбросов CO₂ на 98000 т/год, экономию 500 тыс. тонн воды. В Южной Корее также активно применяют ТНУ, так в городе Ансан установлены четыре абсорбционных тепловых насоса BROAD мощностью по 14 МВт. Используется пар низкого давления и сточные воды с температурой 31 °С, в результате происходит подогрев теплосетевой воды с 47 до 83 °С, при этом ежегодная экономия природного газа составляет 598 тыс. м³ и снижение выбросов CO₂ на 23,7 тыс. тонн [1].

В России подобные технологии используются сравнительно редко. Однако и в нашей стране уже есть ряд успешных внедрений тепловых насосных установок. Так на Комсомольской ТЭЦ-3 реализовано включение бромистолитиевого теплового насоса АБТН-4000П, что позволило повысить общий КДП на 0,58% и сократить расход условного топлива на 1,67 г/(кВт·ч). На ТЭЦ-2 г. Астрахани тепло отработанного теплоносителя используется для отопления теплиц. На Правобережной ТЭЦ-5 применение теплового насоса мощностью 50 МВт для подогрева подпиточной воды позволило добиться экономии около 57,3 тыс. тонн условного топлива в год, что составляет примерно 3% от годового расхода топлива станции [2, 3].

Реальные примеры демонстрируют экономию топлива до 3%, снижение выбросов CO₂, срок окупаемости менее трех лет. Таким образом, внедрение тепловых насосов на ТЭЦ и другие промышленные предприятия топливно-энергетического комплекса позволяет повысить энергетическую эффективность, использовать сбросное тепло и сократить расход топлива.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Опыт использования бромисто-литиевых тепловых насосов в Южной Корее и Китайской Народной Республики // Сервис тепло и хладооборудования URL: <https://broad-ctx.by/stati/opyt-ispolzovaniya-abtn-v-koree-i-kitae> (дата обращения: 28.10.2025).
2. Коротина А.В, Седельников Г.Д. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛООВОГО НАСОСА ДЛЯ НАГРЕВА ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ НА КОМСОМОЛЬСКОЙ ТЭЦ-3 // Материалы VII Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум»
3. Л. В. Галимова, А. С. Ампилова ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПРЕССОРНОГО ТЕПЛООВОГО НАСОСА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ-2 г. АСТРАХАНИ // Наука, образование, инновации: пути развития. 2019. №10.

КУСТОВАЯ СИСТЕМА ДИНАМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ КАСКАДОМ ГИДРОЦИКЛОНОВ

Н.Н. Добряков, Н.М. Жупиков, СамГТУ, г. Самара

Добыча нефти в РФ в 2022 году достигла – 534 млн. т [1] при этом средняя обводненность добываемой продукции составила более 90 %. Следовательно, вместе с нефтью добывается и перекачивается 4,8 млрд. т воды, что привело к увеличению себестоимости добываемой нефти с 7,5 тыс. руб./т в 2012 г. До 24,5 тыс. руб./т в 2022 году [2]. Транспортировка скважинной продукции до установок предварительного сброса воды (УПСВ), а затем транспортировка отделенной и очищенной воды обратно к нагнетательным скважинам системы поддержания пластового давления (ППД) достигает в среднем 5 км. [1]. По результатам энергоаудита удельное энергопотребление всех процессов добычи нефти составляет 33 кВт на 1 м³ добываемой жидкости. Следовательно, на добычу, подготовку и очистку нефти в 2022 году было потрачено около 159 млрд. кВт, что составляет 14,6% от всей произведенной в РФ электроэнергии [3].

Вся система промысловых трубопроводов (ПТП), оборудование существующих установок предварительного сброса воды (УПСВ) и установок подготовки нефти (УПН) получили сверхнормативные нагрузки, так как за последние годы кратно увеличилась добыча воды, а пропускная способность существующих ПТП и оборудования не изменилась.

Цель проекта – снижение себестоимости добычи нефти. Задачи:

1. Модернизация системы сбора нефти, газа и системы ППД;
2. Внедрение технологии разделения скважинной продукции с помощью каскада гидроциклонов (ГЦ), позволяющей отделить более 60 % воды около добывающих скважин;
3. Разработка вариантов устройств, предлагаемого способа;
4. Анализ и подбор необходимого оборудования и приборов;
5. Сборка прототипа и испытание на полигоне.

По результатам испытаний, гидроциклон позволит отделить более 60% воды [4]. Установка будет компоноваться и настраиваться для каждого куста месторождения с учётом физико-химических свойств нефти, обводнённости, газового фактора, температуры и других свойств скважинной продукции. Применение модернизированных схем приведет к оптимальной работе промыслового оборудования и сетей ПТП.

Была разработана технология разделения скважинной продукции каскадом напорных гидроциклонов, позволяющая разделять скважинную продукцию без существенных потерь давления в системе. На рисунке 3 представлена схема УПСВ-УПЗВ – установки раннего сброса воды - подготовки воды и закачки воды в пласт.

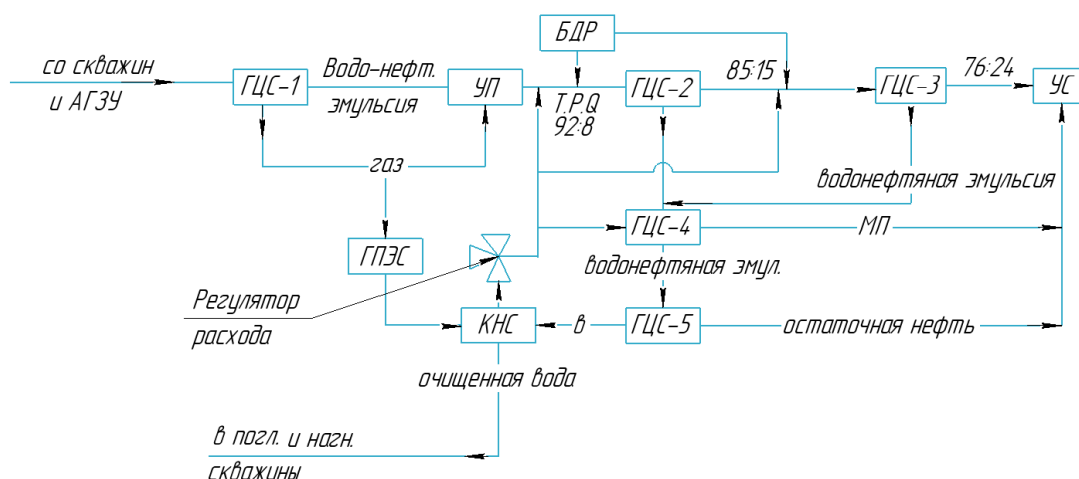


Рисунок 1 – Технологическая схема с применением каскада ГЦ

Установка должна иметь минимум 4 гидроциклона. Один гидроциклон отделяет газ от жидкости. Сепарированный газ используется для производства электроэнергии. Альтернативным вариантом использованием газа является подогрев жидкости. В случае необходимости газ очищается с помощью узла очистки. Второй гидроциклон снижает обводненность скважинной продукции, отделяя до 40 % массы воды с осадком. БДР (блок дозирования реагента) используется для подачи деэмульгатора, в качестве дополнительной функции, что позволяет повысить эффективность разделения. Третий гидроциклон доочищает нефть от остаточной воды [5], при необходимости.

Вода очищается от механических примесей, остаточной нефти на четвертой и пятой стадии очистки для закачки в нагнетательные и поглощающие скважины для ППД (поддержание пластового давления), с помощью кустовой насосной станции. Использование АСУ ТП (автоматическая система управления технологического процесса) позволит автоматизировать процесс подготовки нефти, получая данные с датчиков и приемников основных механических характеристик (давление, обводненность, температура), кроме того управление положением запорной арматуры позволит поддерживать постоянное давление и производительность.

Механические примеси предлагается закачивать в УС (узел смешения) к основному потоку, с целью сохранения окружающей среды. К подготовленной нефти на гидроциклонах подмешиваются механические примеси и остаточная нефть в УС. Далее, поток движется на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральная служба государственной статистики// Статистика по объемам добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 2022г. [Электронный ресурс] // URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/196621> (дата обращения: 20.11.2023).

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ И ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ: ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.

Д.О. Кадыкова

Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва

Современные нефтегазовые объекты потребляют большое количество воды, образуя сточные воды, которые содержат нефтепродукты, соли и химические реагенты. Неэффективное обращение с ними может привести к загрязнению почв, подземных и поверхностных вод, нарушению биогеоценозов и деградации природной среды.

Геоэкологический подход к управлению сточными водами предполагает оценку воздействия на почвенно-грунтовые горизонты, гидрологические системы и экосистемы при внедрении ресурсосберегающих технологий. Замкнутый водооборот и повторное использование сточных вод позволяют снизить нагрузку на окружающую среду и повысить энергетическую эффективность объектов.

Современные технологии очистки сточных вод нефтегазовых объектов включают физико-химические, биологические и комбинированные методы. Применение мембранных процессов, таких как нанофильтрация и обратный осмос, позволяет эффективно удалять растворенные твердые вещества и органические загрязнители. Биологические методы, включая анаэробное и аэробное разложение, способствуют снижению содержания органических веществ и восстановлению биологической активности воды.

Внедрение энергоэффективных технологий, таких как солнечные коллекторы и теплообменники, способствует снижению потребления энергии в процессе очистки. Кроме того, использование отходов производства, например, серы, в качестве реагентов для очистки сточных вод, позволяет не только снизить затраты, но и уменьшить объем отходов.

Геоэкологическая оценка включает анализ воздействия технологий очистки на компоненты окружающей среды, включая водные ресурсы, почвы и атмосферу. Многокритериальная оценка позволяет учитывать различные факторы, такие как эффективность очистки, экономические затраты, экологические риски и социальные последствия. Применение геоинформационных систем (ГИС) и моделей распространения загрязнителей позволяет проводить пространственный анализ и прогнозировать последствия внедрения тех или иных технологий.

Кроме того, геоэкологическая оценка способствует выявлению оптимальных схем водоснабжения и водоотведения, минимизируя потребление пресной воды и снижая нагрузку на водоемы. Внедрение замкнутых циклов водоснабжения и использование сточных вод в технологических процессах способствует устойчивому развитию нефтегазовых объектов.

На нефтехимических предприятиях внедрение бессточных схем водоснабжения, включающих термическое обессоливание и регенерацию реагентов, позволило сократить удельные капиталовложения и предотвратить загрязнение водоемов. Однако, несмотря на высокую эффективность,

себестоимость очистки в таких схемах может быть выше из-за эксплуатационных расходов.

Кроме того, использование метаногенных микроорганизмов в анаэробных реакторах для очистки сточных вод позволяет не только эффективно удалять органические загрязнители, но и производить биогаз, который может быть использован в качестве источника энергии, способствуя тем самым снижению потребления внешних энергетических ресурсов.

Ресурсоэнергосберегающие технологии переработки и повторного использования сточных вод нефтегазовых объектов играют ключевую роль в снижении экологической нагрузки и повышении устойчивости водоснабжения. Геоэкологическая оценка этих технологий позволяет интегрировать экологические, экономические и социальные аспекты, способствуя принятию обоснованных решений. Дальнейшие исследования и внедрение инновационных технологий очистки, а также развитие методов геоэкологической оценки, являются необходимыми для достижения устойчивого развития нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Подавалов Ю.А. Экология нефтегазового производства. 2010 г.
2. А.С. Дворинович, Л.Н. Горбунова. Источники воздействия на окружающую среду объектов нефтегазодобывающего и перерабатывающего комплексов. 2019 г.

ОБОРОТНАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ПОДШИПНИКОВ ТЯГОДУТЬЕВЫХ МЕХАНИЗМОВ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА

Р.Б. Казыханов, ООО «БГК» Уфимская ТЭЦ-4, г. Уфа

Целью работы является внедрение наиболее прогрессивных технологий охлаждения, снижение потребления технической воды из реки Белая, снижение расходов на приобретение технической воды у нефтеперерабатывающего завода «Уфанефтехим», повышение надежности работы оборудования, снижения ущерба водоему и водным организмам.

В котельном цехе Уфимской ТЭЦ – 4 техническая вода, требуется для охлаждения масла в картерах подшипников тягодутьевых механизмов и холодильников отбора проб. Техническая вода, поступающая в котельных цех, проходит грубый фильтр очистки, после чего индивидуально проходит на охлаждение подшипников тягодутьевых механизмов, дымососов и дутьевых вентиляторов, а также к холодильникам отбора проб. Отработанная вода после охлаждения подшипников сливается в ливневую канализацию «ПЛК», а также частично в барботер, в зависимости от состава основного работающего оборудования. С ливневой канализации существует схема перекачки ливневых вод в химический цех, на установку конденсатоочистки, вода может оставаться в цикле станции, но анализы воды для очистки не подходят для того чтобы их направлять на установку конденсатоочистки и является нецелесообразным, от чего вода с ливневой канализации сбрасывается в коллектор условно-чистых стоков откуда попадает в реку Белая – это является прямой схемой охлаждения.

Отрицательными показателями такой системы являются повышенные экономические затраты на приобретение технической воды у нефтеперерабатывающего завода «Уфанефтехим». Для котельного цеха отрицательными в схеме являются непостоянное давление воды, особенно в жаркий период и периоды ограничения потребления воды, в который требуются повышенные расходы воды на охлаждение, высокая рабочая температура подшипников влечет за собой скорый износ и потенциальный риск развития аварии. Из-за непостоянного давления в схеме технической воды требуется повышенный контроль за уровнями в холодильниках отбора проб. Снижение уровня в холодильниках увеличивает температуру пробы, что в следствии увеличивает время на получение результатов анализов. Отрицательным в схеме так же является загрязнение реки Белая продуктами коррозии трубопроводов.

Актуальным методом решения данных проблем является – обратная система охлаждения (рисунок 1). Установив малогабаритную вентиляторную градирню, емкость и насос, она позволит оборудованию котельного цеха Уфимской ТЭЦ-4 не зависеть от расхода и давления технической воды, от чего повышается надежность работы оборудования (рисунок 2).

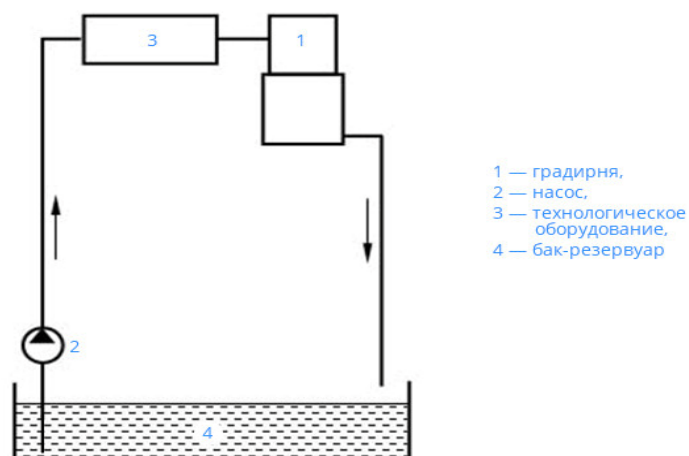


Рисунок 1 – Принципиальная схема оборотного охлаждения

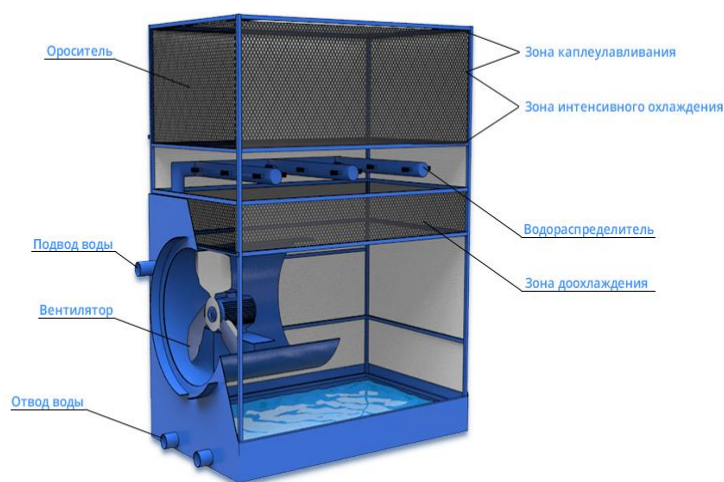


Рисунок 2 – Малогабаритная вентиляторная градирня

В расчетной части доклада рассчитан экономический эффект. При внедрении «оборотной системы охлаждения подшипников тягодутьевых механизмов котельного цеха» с предположительной суммой затрат на реализацию 1млн рублей, срок окупаемости составит 390 дней. После чего экономический эффект составляет 935247,78 рублей в год. Увеличиваются показатели ресурсоэнергосбережения, надежности и охраны окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Резников М.И., Липов Ю.М. Котельные установки электростанций.
- 2 Внутренние документы Уфимской ТЭЦ-4, Технологические схемы, Инструкции по эксплуатации
- 3 Информационно – технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Промышленные системы охлаждения»

СНИЖЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОСЛЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Н.А. Каримов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время повышение эффективности работы компрессорных станций магистральных газопроводов является одной из ключевых задач развития газотранспортной системы. Основная проблема заключается в том, что традиционные аппараты воздушного охлаждения (АВО), несмотря на свою распространённость, обладают значительными недостатками: высокие энергозатраты на привод вентиляторов, зависимость эффективности от температуры окружающего воздуха, а также необходимость использования оребренных труб, склонных к загрязнению и обмерзанию.

Одной из перспективных альтернатив АВО являются вихревые трубы, использующие эффект Ранка-Хилша для разделения газа на горячий и холодный потоки. Основное преимущество данной технологии — отсутствие движущихся частей и хладагентов, что значительно повышает надёжность и снижает эксплуатационные расходы. Для оценки эффективности вихревых труб был проведён анализ режимов работы компрессорной станции на основе годовых эксплуатационных данных, по результатам которого разработана математическая модель, связывающая долю холодной фракции газа с конечной температурой потока.

Таблица 1 – Сравнительный анализ температурных режимов при различных соотношениях потоков в вихревой трубе

Холодный поток, %	Горячий поток, %	Температура смешанного потока, °С
10	90	36,0
20	80	34,8
30	70	33,4
40	60	32,9
50	50	32,0
60	40	31,7
70	30	30,4
80	20	26,0
90	10	22,5

Повышение эффективности компрессорных станций за счёт внедрения вихревых труб возможно при системном подходе, включающем оптимальный подбор количества труб, их геометрических параметров и соотношения потоков. Как показали расчёты, для обеспечения температуры газа на выходе 25–26°С необходимо применение режима с разделением потоков 80/20, при котором достигается баланс между эффективностью охлаждения и энергозатратами. Для типовой компрессорной станции с расходом газа 3,35 млн. м³/ч оптимальным является использование 6–9 вихревых труб диаметром 1,2–1,4 м.

Таким образом, переход на вихревые трубы позволяет не только снизить энергопотребление систем охлаждения на 15–20%, но и повысить надежность работы компрессорной станции за счёт простоты конструкции и отсутствия сложного механического оборудования. Комплексное внедрение данной технологии способствует увеличению пропускной способности газопроводов и снижению эксплуатационных затрат газотранспортных предприятий.

ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА КАК ИНСТРУМЕНТ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Р.Р. Каримова, УГНТУ, г. Уфа

В современных условиях нефтегазовый сектор сталкивается с двойным вызовом: необходимость снижения энергозатрат и выполнение требований по декарбонизации. Существенные резервы повышения энергоэффективности сосредоточены на объектах трубопроводного транспорта нефти и газа, где потери энергии происходят при дросселировании на газораспределительных станциях и пунктах, на перевальных участках нефтепродуктопроводов, а также за счёт неиспользуемого теплового потенциала транспортируемых сред и газоперекачивающих агрегатов. Вовлечение этих вторичных энергоресурсов не только обеспечивает экономическую эффективность, но и даёт климатический эффект за счёт сокращения потребления ископаемого топлива и уменьшения объёма выбросов парниковых газов.

Наиболее развитым направлением выступает использование энергии давления. Замена дросселирующих устройств на детандер-генераторные агрегаты позволяет преобразовывать перепад давления в электрическую энергию, снижая нагрузку на внешние источники. Для газораспределительных пунктов с переменными нагрузками эффективны паровинтовые машины, устойчиво работающие при частичных режимах. На крупных станциях со стабильными параметрами оптимальны турбодетандеры. Экономический анализ подтверждает окупаемость таких проектов в течение 3–7 лет, при этом дополнительный эффект проявляется в снижении углеродного следа предприятия за счёт уменьшения потребления электроэнергии от углеводородной генерации.

Для магистральных нефтепродуктопроводов значительный потенциал связан с перевальными участками, где требуется гашение давления перед протяжёнными спусками. Наиболее доступным решением являются центробежные насосы в турбинном режиме (Pump-as-Turbine, PAT), реализуемые на базе существующего оборудования. Для технологических комплексов, где необходимо одновременное понижение давления в одном потоке и его повышение в другом, эффективны аппараты прямого обмена давлением (Pressure Exchanger). В обоих случаях речь идёт о создании возобновляемого энергетического ресурса за счёт рекуперации, что также может быть квалифицировано как мера по сокращению углеродных выбросов.

Большой интерес представляет утилизация тепловой энергии. Низкопотенциальное тепло транспортируемой нефти и нефтепродуктов (60–120 °С) может использоваться в органическом цикле Ренкина (ORC) с рабочими жидкостями низкой температуры кипения. Высокотемпературные газы газоперекачивающих агрегатов (400–550 °С) целесообразно вовлекать в когенерационные системы на основе парового цикла Ренкина. Это позволяет повысить общий КПД энергетических комплексов до 80–90 % против исходных

25–35 %, что эквивалентно значительному сокращению выбросов CO₂ при производстве той же единицы полезной энергии.

Таким образом, проекты по рекуперации энергии давления и тепла на трубопроводном транспорте должны рассматриваться не только как инструмент энергоэффективности, но и как часть климатической политики компаний. Их реализация позволяет формировать углеродные единицы за счёт предотвращённых выбросов и последующей их верификации в национальных и международных системах углеродного регулирования. Это открывает для операторов возможность участия в рынках углеродных квот и добровольных углеродных кредитов, превращая энергоэффективность в источник дополнительной прибыли.

Перспективными направлениями развития являются интеграция гибридных решений, объединяющих рекуперацию давления и тепла, а также создание цифровых платформ для мониторинга и верификации сокращений выбросов в реальном времени. Такой подход позволит не только повысить энергетическую устойчивость трубопроводной инфраструктуры, но и встроить её в систему углеродного регулирования, соответствующую целям низкоуглеродного развития.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Farzaneh-Gord M. et al. A comprehensive review on energy recovery from natural gas pressure reduction stations // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2022.
2. Иванов И.В., Петров П.А. Повышение энергетической эффективности перекачки нефти... // *Трубопроводный транспорт: теория и практика*. – 2021.
3. Zhang J. et al. Study on the performance of a pressure exchanger for energy recovery // *Desalination*. – 2019.
4. Drescher U., Brüggemann D. Fluid selection for the Organic Rankine Cycle... // *Applied Thermal Engineering*. – 2007.
5. Лебедев В.В., Крылов И.И. Исследование эффективности утилизации тепла уходящих газов... // *Научно-технический вестник ОАО "Газпром"*. – 2020.

ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ТЕЛЕМЕХАНИКИ И ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

Д.Д. Кобзев, Д.В. Пермяков, УГНТУ, г. Уфа

Обеспечение стабильного и экономически эффективного энергоснабжения систем телемеханики (ТМ) и электрохимической защиты (ЭХЗ) представляет собой критически важную задачу для устойчивого функционирования магистральных трубопроводов. Значительная часть объектов инфраструктуры расположена в удалённых и труднодоступных регионах, где отсутствует централизованное электроснабжение. Традиционное решение на основе дизель-генераторных установок сопряжено с постоянно растущими эксплуатационными расходами, логистической сложностью обеспечения топливом и значительным воздействием на окружающую среду. В этих условиях переход к автономным гибридным энергокомплексам, сочетающим возобновляемые источники энергии с системами аккумулирования, становится стратегической необходимостью для отрасли.

Конструктивно такие гибридные энергокомплексы интегрируют солнечные панели и/или малые ветрогенераторы, аккумуляторные батареи большой ёмкости и резервный дизель-генератор. Ключевым элементом системы является контроллер, который обеспечивает приоритетное использование возобновляемой энергии, направляя её излишки на заряд аккумуляторов. Резервный генератор активируется только в периоды продолжительной непогоды или при критическом разряде накопителей, что радикально сокращает его моторесурс и потребление топлива. Подобная схема позволяет создать полностью автономную систему энергоснабжения, гарантирующую бесперебойную работу ответственных объектов трубопроводной инфраструктуры. Отечественной промышленностью уже освоен серийный выпуск подобных решений, таких как блочные комбинированные энергоустановки (БКЭУ-ВСМ), в которых в качестве базового источника применяются солнечные модули и ветрогенераторы, а дизельный генератор выполняет резервную функцию.

Несмотря на наличие типовых решений, актуальной задачей остается оптимальный выбор конфигурации энергокомплекса для конкретных условий. Для решения этой задачи в работе предлагается методика выбора рациональной структуры автономного энергокомплекса (солнечные панели, ветрогенератор, аккумуляторы, дизель-генератор) для систем ТМ и ЭХЗ, основанная на критерии надежности и стоимости жизненного цикла. Ключевым элементом научной новизны является разработка комплексного подхода к оптимизации параметров системы, учитывающего вероятностный характер изменения нагрузок и возобновляемой генерации с использованием показателя LPSP (Loss of Power Supply Probability) для количественной оценки надежности.

Экономическая эффективность гибридных решений обусловлена значительным сокращением операционных расходов при сохранении высокой надежности энергоснабжения. Снижение потребления дизельного топлива позволяет не только уменьшить прямые затраты на ГСМ, но и оптимизировать

логистику их доставки. Помимо прямого сокращения расходов на топливо, применение автономных систем исключает капитальные затраты на проектирование и строительство линий электропередачи для удаленных объектов. Это позволяет в сжатые сроки вводить в эксплуатацию новые технологические объекты и обеспечивать их стабильным, а главное — экологически безопасным энергоснабжением. Особое значение имеет соответствие таких систем глобальным трендам декарбонизации, что повышает инвестиционную привлекательность компаний трубопроводного транспорта. При этом достигается ключевая цель — повышение энергетической независимости критически важных объектов инфраструктуры.

Таким образом, внедрение автономных гибридных энергокомплексов представляет собой приоритетное направление развития трубопроводного транспорта. Разработанная методика позволяет научно обосновать выбор конфигурации системы, обеспечивающей максимальную надежность при минимальных приведенных затратах. Полученные результаты имеют важное практическое значение для повышения энергоэффективности и экологической безопасности объектов трубопроводной инфраструктуры в отдаленных регионах России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Автономные блочно-комплектные энергетические установки БКЭУ-ВСМ // Газовая промышленность. – 2015. – № 11. – С. 51.
2. ООО «Газпром недра» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2022/june/article553477/?ysclid=mh1xkm2ebt881312603>. – Дата обращения 16.10.2025.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОВОЛОЧНЫХ ИНТЕНСИФИКАТОРОВ
В АППАРАТАХ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА В ПРОЦЕССАХ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ**

А.А. Кутушев, И.Ш. Ишкарин, ПАО АНК «Башнефть», г. Уфа

Интенсификация теплообмена в аппаратах воздушного охлаждения на нефтеперерабатывающих заводах играет ключевую роль в повышении энергоэффективности переработки нефти. Современные методы повышения эффективности теплообмена включают применение различных типов пассивных и активных технологий: проволочных и турбулентных интенсификаторов, треугольных и волнистых оребрений, а также использование наноструктурированных покрытий с повышенной теплопроводностью. Эти подходы способствуют усилению турбулентности, снижению гидравлического сопротивления и увеличению коэффициента теплообмена, что ведет к более эффективной переработке и снижению энергетических затрат.

В данной работе рассмотрена возможность достижения максимальной нагрузки аппаратов воздушного охлаждения за счет повышения теплообмена путем установки проволочных интенсификаторов, обеспечение максимально длительного режима работы и снятие сезонного ограничения по выработке МТБЭ с концентрацией 94% технологической установки НПЗ.

Проволочные интенсификаторы теплообмена (турбулизаторы) представляют собой вставки, размещенные в теплообменных трубах аппарата воздушного охлаждения на всей длине труб, удерживается в трубе за счет упругости проволочных петель, а также специального якоря, расположенного в его заднем конце.

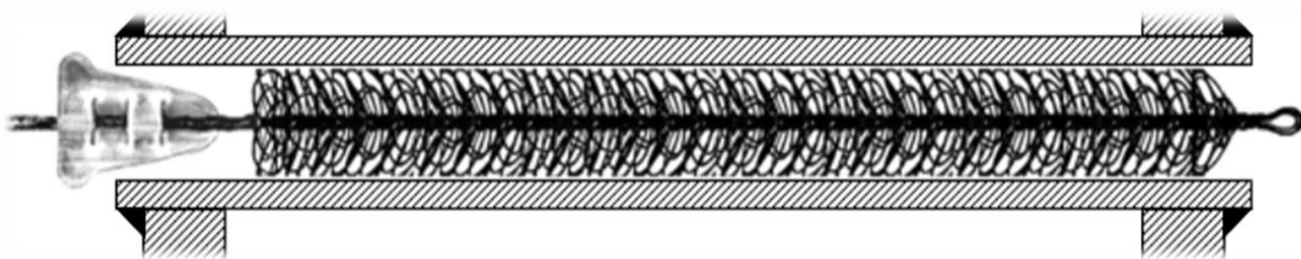


Рисунок 1 – Схема расположения проволочного интенсификатора
внутри трубного пространства

Механизм действия интенсификатора основан на турбулизации потока жидкости вокруг проволочных петель. Таким образом, происходит перемешивание потока и уменьшение толщины пристенного пограничного слоя, являющегося основным сопротивлением передаче тепла от потока жидкости к стенке трубы.

Проволочные интенсификаторы теплообмена характеризуются различной

формой, размерами, наклоном и частотой петель, также для конкретных рабочих условий подбирается диаметр и материал проволоки для изготовления интенсификаторов. Установка проволочных интенсификаторов производится механическим способом (проталкиванием или с помощью лебедки), без использования сварочных работ, что не влияет на механические свойства оборудования.

Предлагаемая технология обеспечивает значительное увеличение коэффициента теплопередачи благодаря созданию турбулентных потоков и улучшению распределения температур в теплообменниках. Проект не только представляет техническое новшество в области теплообмена, но и отвечает требованиям современного промышленного производства, направленного на устойчивое развитие и эффективную эксплуатацию оборудования.

Для оценки эффективности применения проволочных интенсификаторов был проведен теплогидравлический расчет по заданным параметрам технологического процесса. По результатам расчета, скорость потока увеличилась, что способствует к срыву пристеночного слоя, снижению отложений и улучшению теплопередачи за счёт усиления турбулизации потока.

Температурный перепад в трубном пространстве увеличился, температура на выходе снизилась на 2,4 °С, что свидетельствует о повышении эффективности теплоотдачи. Тепловая нагрузка увеличилась примерно на 6,3%, что свидетельствует о возможности увеличения производительности существующего аппарата без его физического увеличения.

Применение интенсификаторов является одним из оптимальных способов повышения эффективности теплообмена, объединяющий максимальный результат и экономичность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Белозерцев В.Н. Интенсификация теплообмена: учебное пособие / В.Н. Белозерцев, В.В. Бирюк, А.И. Довгялло, С.О. Некрасова, Д.А. Угланов, Д.В. Сармин – Самара: Издательство Самарского университета, 2018. – 208 с.
2. Смит, Р. Основы интеграции тепловых процессов/ Р.Смит, Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, Л.М. Ульев Харьков. НТУ “ХПИ”. –Библиотека журнала ИТЭ. – Харьков: НТУ “ХПИ”. 2000. – 458 с.
3. Халатов, А.А. Фактор аналогии Рейнольдса для интенсификаторов теплообмена различного типа / А.А. Халатов, В.Н. Онищенко, Т.В. Доник и др. – Известия Российской академии наук. Сер. Энергетика – 2011, №4 – с. 109-116
4. Халатов, А.А. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил / А.А. Халатов, В.В. Романов, И.И. Борисов и др. – К.: Издательство Института технической теплофизики НАН. 2010 – Том 9. –317 с.

МНОГОФАКТОРНО-КРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОД К НАХОЖДЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ НАСТРОЙКИ 4-х КАНАЛЬНЫХ ПИ-РЕГУЛЯТОРОВ ДЛЯ ВОДЯНЫХ ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ МНОГОЭТАЖНЫХ ЗДАНИЙ

Ф.Р. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа

На энергоэффективность систем теплоснабжения многоэтажных зданий, имеющих принудительную систему водяного отопления с ПИ-регулированием подачи теплоносителя (ПСВОсПИР), влияет множество факторов, большинство из которых по удельным весовым составляющим в общем энергетическом балансе здания, до сих пор четко не дифференцированы [3].

По трем городам Республики Башкортостан (Уфа, Стерлитамак, Белорецк – данные «Башгражданпроекта») для 3-х зимних месяцев отопительного периода были собраны данные по месячным затратам тепловой энергии в названных выше домах. Затем, с помощью компьютерной программы многофакторного анализа SPSS-15, методом исключения по весовым составляющим (с помощью критерия Фишера по заданным коэффициентам Стюдента) коэффициентов в итоговом полиноме, получили регрессионные линейные уравнения энергоэффективности η_t [2].

Одним из важнейших интегральных параметров обобщения нами был использован модернизированный критерий подобия Померанцева В.В. [1], [5]:

$$P_{03} = \bar{Q}_s \cdot l_v^2 / \Delta T_{cp} \cdot k_{cp} \cdot F_{бок}, \quad (1)$$

где $\bar{Q}_s$ – удельное теплопотребление на 1 м² жилой площади здания, l_v – характерный размер здания по внешнему контуру, ΔT_{cp} и k_{cp} – средние за отопительный сезон перепады температур на тепловом ограждении здания и коэффициент теплопередачи через ограждения здания, $F_{бок}$ – площадь боковой поверхности здания.

Далее, с помощью программы SPSS-15, используя математический аппарат матричной трансформации данных, было осуществлено многофакторное сопоставление всех данных с выявлением взаимной корреляции всех влияющих на потери энергии параметров. Были установлены несколько регрессионных полиномов, относящихся к настройке ПИ-регулятора (k – коэффициент усиления, β – «крутизна приемистости») для 5-ти и 9-ти этажных домов. Например, коэффициент энергетической затратности A_{10} для 9-этажных зданий выглядит так [3]:

$$A_{10} = 0,148 - 0,000205 A_1 + 0,000812 A_7, \quad (2)$$

где A_1 – среднее термосопротивление стен, A_7 – удельное энергопотребление на одного жителя (работника).

В результате проведенных исследований, удалось установить оптимальные параметры настройки k и β используемых ПИ-регуляторов для конкретных строительно-архитектурных показателей и теплофизических характеристик отечественных зданий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Латыпов Ф.Р., Мамаев И.Р., Фаррахов Р.Г. Модифицированный критерий подобия Померанцева для анализа энергоэффективности автоматического теплоснабжения многоэтажных жилых домов // Матер. науч.-технич. конф. по энерго- и ресурсосбережениям, 6-9 декаб. 2005 г. – Екатеринбург: Изд. УГПУ, 2005. – С. 84-88.
2. Латыпов Ф.Р., Бикбулатов А.М., Каримов Р.А. Модельное исследование оптимальных режимов настройки 4-х канального ПИ-регулятора под отопительные системы отечественных многоэтажных жилых домов // Матер. Национального конгресса по энергетике НКЭ-2014. – Казань: Изд. КГЭУ, 2014. – С. 219-227.
3. Латыпов Ф.Р., Мугафаров М.Ф., Каримов Р.А. Анализ данных по энергоэффективности многоэтажных жилых домов в городах Республики Башкортостан, имеющих автоматическое ПИ-регулирование подачи теплоносителя в отопительную систем // Матер. III Междунар. науч.-практич. конф. в рамках XIX специализированной выставки «Отопление. Водоснабжение. Кондиционирование» (7-10 апр. 2015 г.). – Уфа: Башкир. ГАУ, 2015. – С. 3-8.
4. Мамаев И.Р., Латыпов Ф.Р., Еникеев Т.И. Износ трубопроводов и проблема повышения эффективности автоматического регулирования систем теплоснабжения многоэтажных жилых домов // Тез. докл. науч.-практич. конф.: Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа (в рамках VI Конгресса нефтегазо-промышленников России 25 мая 2005 г.). – Уфа: ТРАНСТЭК, 2005. – С. 219-220.
5. Померанцев В.В. Топки скоростного горения древесного топлива. – Л.: Машгиз, 1948. – 156с.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЁТА ЛИНИИ ГИДРОУКЛОНА С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА

Е.А. Майоров, О.С. Бушуева, СамГТУ, г. Самара

В условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов наблюдается изменение физико-химических и реологических свойств нефти, таких как вязкость и плотность, под воздействием температуры, давления и состава транспортируемого продукта. Эти параметры оказывают прямое влияние на гидравлическое сопротивление потоку и, следовательно, на величину гидроуклона и энергетические затраты при перекачке. Существующие расчётные методики, описанные в нормативных документах РД 39-30-139-79 и ГОСТ 32388-2013, не предусматривают учёта изменения вязкости вдоль трассы трубопровода, что снижает точность определения потерь напора.

Для повышения точности гидравлических расчётов была рассмотрена возможность учёта изменения реологических свойств нефти по длине трубопровода. В работе выполнен анализ существующих моделей расчёта потерь напора, включая уравнения Дарси–Вейсбаха, Шези, Хазена–Вильямса и Колбрука–Уайта. Метод Дарси–Вейсбаха является наиболее универсальным и базируется на физически обоснованной зависимости между коэффициентом трения и числом Рейнольдса, что позволяет применять его как для ламинарного, так и для турбулентного режима течения. Формулы Шези и Хазена–Вильямса носят эмпирический характер и не обеспечивают высокой точности для вязких нефтей, однако могут использоваться для ориентировочных расчётов при стабильных условиях потока. Уравнение Колбрука–Уайта позволяет учитывать как шероховатость внутренней поверхности трубопровода, так и переходный режим течения, но требует итерационного решения или применения аппроксимирующих зависимостей.

В рамках исследования построены графические зависимости вязкости от температуры, показывающие её экспоненциальное снижение при нагревании (рис. 1). Также выполнено построение зависимости гидроуклона от вязкости (рис. 2), из которой следует, что при увеличении вязкости возрастает гидравлическое сопротивление и, следовательно, общие потери напора вдоль трубопровода. Это подтверждает необходимость учитывать изменение вязкости при расчётах, особенно на протяжённых участках магистральных трубопроводов, где температура нефти изменяется вследствие теплообмена с окружающей средой.

Предложенная методика расчёта основана на посекционном подходе: трубопровод разбивается на участки, для каждого из которых определяется температура, вязкость и коэффициент трения. Для каждого участка производится расчёт гидроуклона с использованием уравнения Дарси–Вейсбаха, а затем результаты объединяются для построения полной линии гидравлического уклона по трассе. Такой подход позволяет учесть постепенные изменения реологических свойств нефти вдоль маршрута транспортировки и получить более точные данные о распределении давления и потерь напора.

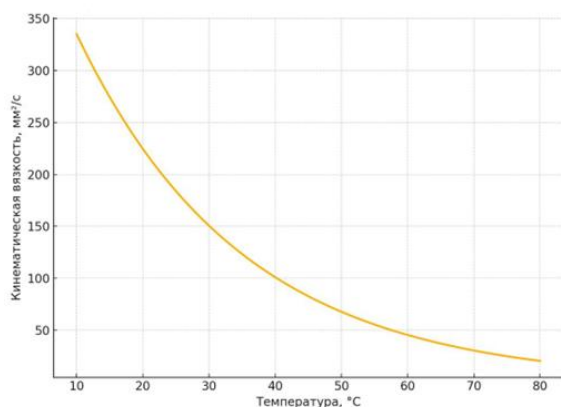


Рисунок 1 – Зависимость кинематической вязкости нефти от температуры

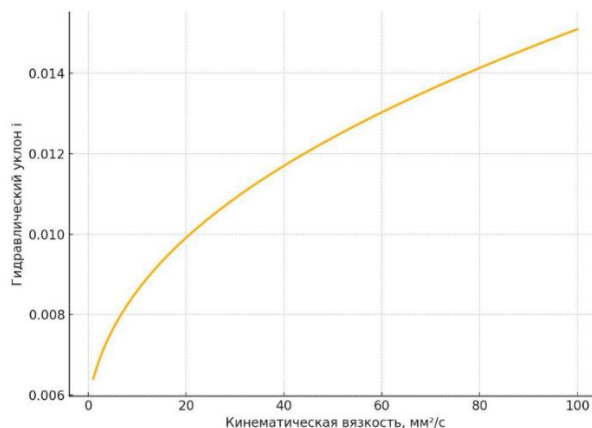


Рисунок 2 – Зависимость гидравлического уклона от кинематической вязкости

Результаты сравнительного анализа показали, что при учёте изменения вязкости вдоль трубопровода погрешность расчёта гидроуклона снижается, а совпадение с фактическими эксплуатационными данными становится более точным. Методика обеспечивает возможность оптимизации режимов перекачки и повышения энергетической эффективности насосных станций.

Таким образом, разработанный подход к расчёту линии гидроуклона с учётом изменения реологических свойств нефти позволяет повысить точность инженерных расчётов и может быть рекомендован для использования при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Еремин, А.В. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика: лаборатор. практикум / А. В. Еремин, Е. В. Стефанюк; Самар.гос.техн.ун-т, Теоретические основы теплотехники и гидромеханика .- 2-е изд., испр. и доп..- Самара, 2018.- 119 с.- Режим доступа: https://elib.samgtu.ru/getinfo?uid=els_samgtu|elib|3337
2. Цимбалюк, А. Ф. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика: учеб. пособие / А. Ф. Цимбалюк. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – 115 с. – Режим доступа: <https://portal.tpu.ru/SHARED/z/ZGR/study/Tab9/Учебное%20пособие.pdf>
3. Фокеева, Л. Х. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика. Ч. 1: Гидростатика: учеб. пособие / Л. Х. Фокеева. – Казань: Казан. ун-т, 2017. – 39 с. – Режим доступа: https://kpfu.ru/staff_files/F546980775/Posobie1_KFU.pdf
4. Тугунов, П. И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие / П. И. Тугунов, В. Г. Сальников, Е. В. Малкин. – М.: ЦПИ Нефтегаз, 2014. – 286 с. – Режим доступа: <https://djvu.online/file/JL02YwgdGdZEm>
5. Аббакумова, Н. А. Влияние структурирующих компонентов на вязкость нефтей / Н. А. Аббакумова, Л. М. Петрова, Т. Р. Фосс, Г. В. Романов, А. А. Елипинский // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 1(72). – С. 3–6. – Режим доступа: <https://nitu.ru/tng/2011-1.pdf>

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОНДЕНСАЦИИ В ДЫМОВЫХ КАНАЛАХ

Р.А. Молчанова, И.Э. Пензин, УГНТУ, г. Уфа

Развитие нефтегазовой отрасли в условиях Крайнего Севера требует комплексного подхода к повышению надежности и энергоэффективности инженерных систем, включая котельные установки и тепловые сети. В частности, на объектах, таких как котельная № 14 дожимной насосной станции № 2 (ДНС-2) Ачимовского месторождения, ключевыми задачами являются повышение долговечности коммуникаций, снижение эксплуатационных затрат и предотвращение технологических потерь, связанных с образованием конденсата в дымовых трубах.

Одним из перспективных направлений модернизации инфраструктуры является замена традиционных стальных трубопроводов на полимерные материалы (полиэтилен, полипропилен, полибутен и др.). Эти материалы обладают высокой химической и коррозионной стойкостью, устойчивостью к воздействию температуры и перепадов давления, а также длительным сроком службы – до 50 лет при соблюдении технических условий. Применение гибких полимерных труб позволяет значительно сократить количество соединительных элементов, компенсаторов и опор, повысить герметичность и снизить массу конструкций [1].

Для северных регионов особое значение имеет морозоустойчивость и эластичность полимерных труб, позволяющие сохранять работоспособность при низких температурах и замерзании теплоносителя. Кроме того, снижение массы трубопроводов облегчает монтаж на эстакадах и уменьшает нагрузку на несущие конструкции. Вместе с тем переход на полимерные материалы требует корректировки проектных решений: обеспечения усиленных опорных конструкций, учёта температурных деформаций, а также защиты труб от механических и климатических воздействий.

Параллельно с задачей повышения надежности тепловых сетей важным направлением является устранение проблемы образования конденсата в дымовых трубах котельных установок. Конденсат, образующийся при охлаждении дымовых газов ниже точки росы (50-60 °С), содержит кислые компоненты (оксиды серы и азота), что приводит к активной коррозии металла, снижению герметичности дымохода, ухудшению тяги и повышению эксплуатационных расходов.

Для предотвращения конденсации необходим комплекс инженерно-технических мер, включающих:

- применение эффективной термоизоляции дымоходов, обеспечивающей сохранение температуры газов выше точки росы;
- использование коррозионно-стойких и термостойких материалов (нержавеющая сталь, керамические вставки, композиты);

- оптимизацию аэродинамики дымовых каналов и исключение «холодных зон»;
- организацию эффективного отвода и нейтрализации образующегося конденсата;
- автоматизацию контроля температурных режимов котельного оборудования [2, 3].

Реализация указанных мероприятий обеспечивает повышение КПД котельных установок, продление срока службы дымовых систем и сокращение затрат на обслуживание.

Таким образом, внедрение полимерных трубопроводов и системных решений по борьбе с конденсатом является важнейшим направлением повышения надежности, энергоэффективности и экологической безопасности инженерных коммуникаций нефтегазовых предприятий. Комплексное применение современных материалов и конструктивных решений позволяет обеспечить устойчивую эксплуатацию оборудования в условиях низких температур и агрессивной среды северных месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кузнеченков, Н.С. Тепловые сети: учеб. пособие / Н.С. Кузнеченков, А.С. Краснов. – СПб: ПГУПС, 2023. – 60 с.
2. Власов, А.В. Технологии борьбы с конденсатом в дымовых трубах промышленных предприятий / А.В. Власов // Журнал Теплоэнергетика, 2016. – № 5. – С. 34-39.
3. Смирнов, Д.В. Теплоизоляция и энергосбережение в системах дымоудаления / Д.В. Смирнов // Отопление и Вентиляция, 2017. – № 3. – С. 22-27.

ОЦЕНКА МИНИМАЛЬНОГО ПОГОЛОВЬЯ КРУПНОГО РОГАТОГО СКОТА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ БИОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

В.Р. Мухамидова, Р.К. Булатова, УГНТУ, г. Уфа

Одним из перспективных направлений повышения энергоэффективности сельского хозяйства является использование биогаза, получаемого из органических отходов животноводства. Эффективность работы биогазовых установок определяется балансом между энергетической отдачей и затратами на поддержание технологического процесса, что делает актуальной задачу определения пороговой численности поголовья крупного рогатого скота (КРС).

Цель исследования заключается в определении минимального количества голов КРС, при котором эксплуатация биогазовой установки становится энергетически и экономически целесообразной. Для этого необходимо учитывать совокупность факторов: объём органического сырья, выход биогаза, тепловой баланс реактора, параметры сбраживания и собственные энергетические потребности установки.

Расчёты выполнены для животноводческих хозяйств с численностью от 50 до 500 голов КРС при одинаковых технологических условиях: мезофильный режим сбраживания (38 °С), продолжительность анаэробного брожения – 20 суток, трёхкратная суточная загрузка биомассы с интервалом 8 часов. Для каждого варианта определялись: суточный выход навоза, выход биогаза, объём реактора, расход биогаза на подогрев субстрата и компенсацию тепловых потерь, а также остаточный объём газа, пригодный для использования в энергетических целях.

Для оценки влияния численности поголовья на энергетический баланс биогазовой установки были выполнены расчёты тепловых потоков и распределения вырабатываемого биогаза. Основные результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели энергетического баланса биогазовой установки при различном количестве голов крупного рогатого скота

Показатель	Количество голов КРС, гол.													
	50	100	110	120	125	130	150	200	250	300	350	400	450	500
Суточный выход навоза, тыс. кг	1,9	3,8	4,2	4,6	4,8	5,0	5,8	7,7	9,6	11,5	13,4	15,4	17,3	19,2
Суточный выход биогаза, м ³ /сут	86	173	190	207	216	225	259	346	432	518	605	692	778	864
Объём одного биореактора, м ³	32	65	71	77	81	84	97	129	161	194	226	258	290	323
Расход биогаза на подогрев и	111	183	196	208	214	221	244	301	353	403	451	497	542	585

Показатель	Количество голов КРС, гол.													
	50	100	110	120	125	130	150	200	250	300	350	400	450	500
компенсацию теплотерь, м³/сут														
Остаток биогаза (на нужды комплекса), м³/сут	-25	-10	-5	-1	2	4	15	45	79	115	154	194	236	279

Проведённые расчёты свидетельствуют о том, что при численности до 120 голов включительно биогазовая установка не обеспечивает положительного энергетического баланса. При увеличении поголовья до 120-125 голов появляется избыточный объём биогаза, пригодный для использования в хозяйстве, что указывает на достижение порогового уровня рентабельности.

Анализ экономических показателей (рисунок 1) показал, что с ростом поголовья капитальные затраты на строительство биореактора и приобретение оборудования увеличиваются почти линейно вследствие необходимости наращивания производительности.

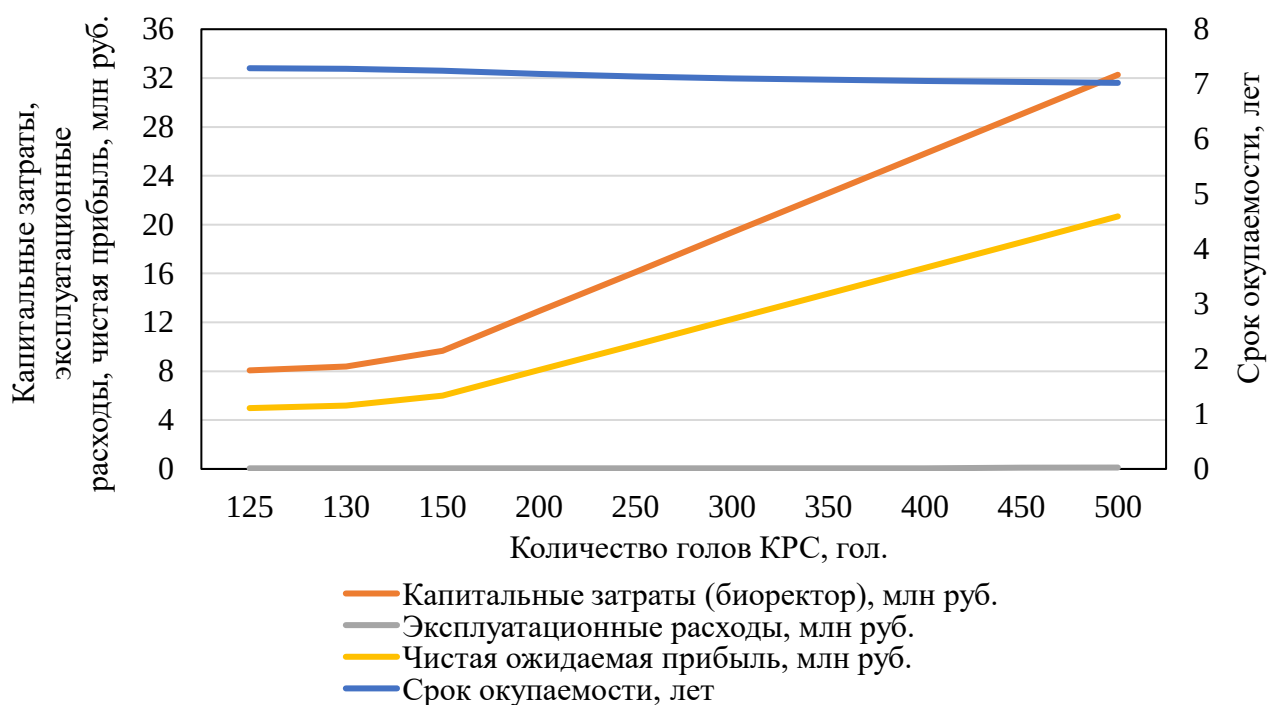


Рисунок 1 – Зависимость экономических показателей биогазовой установки от численности поголовья КРС

Полученные результаты показывают, что порог рентабельности биогазовой установки соответствует 120-125 головам КРС, а оптимальный диапазон экономической эффективности – 250-350 голов. Полученные результаты могут быть использованы для предварительной оценки целесообразности внедрения биогазовых технологий на фермерских и аграрных предприятиях различного масштаба.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕГРАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ УДАЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

С.С. Патока, УГНТУ, г. Уфа

Энергообеспечение удаленных объектов разведки и добычи углеводородов является одной из ключевых задач, определяющих экономическую и операционную эффективность нефтегазового комплекса. Традиционно для этих целей используются дизельные или газотурбинные электростанции, что вызывает высокие издержки, ценовые риски и прямую угрозу экологии. В контексте глобального энергоперехода эти вызовы требуют пересмотра традиционных подходов в пользу экономически целесообразных и экологически устойчивых решений.

Перспективным направлением является использование геотермальных тепловых насосов (ГТН), использующих низкопотенциальное тепло грунта. В отличие от солнечной и ветровой энергетики, ГТН обеспечивают стабильную работу, независимую от времени суток и погодных условий, что критически важно для нефтегазовой отрасли.

В основе технологии лежит принцип работы теплового насоса, который переносит тепловую энергию из низкопотенциального источника (грунт, грунтовые воды) к теплоносителю с более высокой температурой [1].

Эффективность системы оценивается коэффициентом преобразования (COP – Coefficient of Performance), который показывает отношение произведенной тепловой энергии к потребленной электрической. Для современных ГТН COP составляет 3-5, что означает получение 3-5 кВт*ч тепла на 1 кВт*ч затраченной электроэнергии [2].

Опыт использования ГТН может быть успешно транслирован на нефтегазовый сектор: отопление и ГВС АБК, вахтовых поселков; подогрев технологических жидкостей; обеспечение систем кондиционирования.

Основным барьером внедрения являются высокие капитальные затраты, связанные с бурением скважин и закупкой оборудования. Однако эти затраты компенсируются резким снижением операционных расходов. Сравнение затрат для условного вахтового поселка приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение затрат

Параметр	Дизельная котельная	Геотермальная система (на основе [3])
Капитальные затраты	Низкие	Высокие (в 1.5-2.5 раза выше)
Операционные затраты	Очень высокие (топливо, логистика, ТО)	Низкие (электроэнергия для насосов)
Зависимость от топлива	Полная	Отсутствует
Срок окупаемости	-	3-7 лет
Выбросы CO ₂	Высокие	Снижение на 30-50%

Для нефтегазовых компаний, имеющих собственные буровые подразделения, стоимость организации грунтового контура может быть существенно снижена.

Проведенный анализ демонстрирует высокий потенциал геотермальных тепловых насосов для решения задачи энергообеспечения удаленных нефтегазовых объектов. Успешный коммерческий опыт, описанный в [3], является убедительным доказательством технической осуществимости и экономической целесообразности подобных проектов.

Внедрение ГТН позволяет достичь синергетического эффекта:

1. Экономического: Сокращение операционных затрат на 40-70% за счет отказа от привозного топлива при сроке окупаемости 3-7 лет.
2. Экологического: Значительное снижение углеродного следа нефтегазовой продукции.
3. Операционного: Повышение энергетической независимости и надежности объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Богданов А.И., Осипов Ю.М. Тепловые насосы в системах теплоснабжения. – М.: Издательство АСВ, 2018. – 280 с.
2. Self S.J., Reddy B.V., Rosen M.A. Геотермальные тепловые насосы: Обзор состояния и сравнение с другими вариантами отопления // Прикладная энергетика (Applied Energy). – 2013. – Т. 101. – С. 341-348.
3. Геотермальное отопление для коммерческих зданий: опыт, практика и реальные объекты // С-О-К.ru: [электронный ресурс]. – URL: <https://www.c-o-k.ru/articles/geotermalnoe-otoplenie-dlya-kommercheskih-zdaniy-opyt-praktika-i-realnye-obekty> (дата обращения: 04.11.2025).

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В СИСТЕМАХ КОГЕНЕРАЦИИ С АККУМУЛИРОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА С ПОМОЩЬЮ РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В.И. Попов, К.Ш. Бикмухаметов, УГНТУ, г. Уфа

Повышение энергоэффективности и снижение экологической нагрузки нефтепромысловых объектов, особенно в условиях Крайнего Севера, является одной из ключевых задач современной нефтегазовой отрасли. Одним из перспективных направлений является рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ), значительные объемы которого до сих пор сжигаются на факелах.

Наиболее энергоемкими потребителями на нефтепромыслах являются системы электро- и теплоснабжения. В условиях Крайнего Севера традиционное энергоснабжение, зависящее от протяженных ЛЭП и поставок дизельного топлива, является крайне затратным и ненадежным. В качестве альтернативы предлагается интегрированная система на основе когенерационных установок с топливными элементами, использующих в качестве топлива ПНГ, и систем аккумулирования тепловой энергии.

В работе проведен анализ различных типов топливных элементов (ТОТЭ, СОТЭ), пригодных для работы на очищенном ПНГ. Рассмотрена эффективность их применения в составе когенерационных систем, позволяющих одновременно производить электроэнергию и полезное тепло. Аккумулирование тепловой энергии позволяет компенсировать суточные и сезонные колебания энергопотребления, что критически важно в суровых климатических условиях.

Проведенное сравнение с традиционными дизель-генераторами и газотурбинными установками показало, что система на основе топливных элементов обеспечивает значительное повышение общего КПД использования топлива (до 85-90% с учетом когенерации), снижение выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ. Использование местного ресурса – ПНГ – позволяет повысить энергетическую независимость удаленных нефтепромысловых объектов.

Таким образом, применение когенерационных систем на основе топливных элементов, работающих на ПНГ, в сочетании с аккумулированием тепла представляет собой экономически и экологически обоснованное решение для надежного энергоснабжения объектов нефтедобычи на Крайнем Севере.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рядинская А.П., Череповицина А.А. Утилизация попутного нефтяного газа в России: методы и перспективы производства продуктов газохимии // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 2. С. 19–34.
2. Бредихин С.И., Гэлодницкий А.Э., Дрожжин О.А., Истомин С.Я., Ковалевский В.П., Филиппов С.П. Стационарные энергетические установки с топливными элементами: материалы, технологии, рынки. - М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК», 2017. 392с.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

Д.В. Рахматуллин,

*Высшая нефтяная школа Югорского государственного университета,
г. Ханты-Мансийск*

В настоящее время одной из общепризнанных проблем признается глобальное изменение климата, которое приводит в том числе к интенсивному таянию ледников и снежного покрова в Арктическом поясе. В свою очередь снежный покров благодаря своей естественной окраске белого цвета выполняет функцию природного «зеркала», что в значительной степени способствует снижению скорости таяния ледников и многолетнемерзлых горных пород (ММП). В свою очередь снижение количества снежного покрова и ледников, очевидно, негативно сказывается на процессах растепления ММП. Еще одним достаточно значительным фактором растепления горных пород является сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ). По разным оценкам ежегодно на территории Российской Федерации происходит сжигание до 250 -300 млн. м³ ПНГ [1,2,3]. Следует отметить, что на данный момент все большее количество попутного нефтяного газа находит иное применение нежели сжигание.

В связи с глобальным потеплением и непрерывным процессом растепления ММП достаточно актуальным является снижение теплового воздействия на верхние участки литосферы при добыче нефти и газа. Одним из методов снижения теплового воздействия на ММП можно считать применение попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Как показывает накопленный производственный опыт стоимость одного киловатта электроэнергии, выработанного из ПНГ, в среднем в 1,5-2 раза ниже его традиционного аналога. Однако при получении электроэнергии из ПНГ возникает закономерный вопрос в необходимости такого количества энергии на нефтяных промыслах и экономической целесообразности реализации такого рода проекта. Одним из способов применения электроэнергии на нефтяных месторождениях можно считать установку так называемых криптоферм с получением криптовалюты в результате реализации процессов блокчейна. Одним из существенных недостатков современных криптоферм является выделение достаточно большого количества тепла, что также негативно сказывается на состоянии ММП. Кроме этого, промышленные криптофермы являются достаточно энергоемкими с точки зрения потребления электроэнергии и количество ПНГ на месторождении далеко не всегда может обеспечить необходимые экономические показатели. В первую очередь речь идет о рентабельности процесса и окупаемости вложенных ранее капитальных затрат. Повышение эффективности процессов майнинга криптовалюты можно достигнуть в том числе за счет установки солнечных батарей. Такие виды устройств также выполняют роль зеркала, которое отражает солнечные лучи и тем самым защищает верхние интервалы ММП от растепления. Кроме этого,

выделяемое тепло при майнинге криптовалюты может использоваться для обогрева помещений, например для выращивания определенного вида сельскохозяйственных культур в теплицах.

Как показывает проведенный анализ, на данный момент в мировой практике уже существуют примеры успешного применения попутного нефтяного газа для получения различного вида криптовалюты. Для внедрения такой технологии на нефтегазовых промыслах Российской Федерации необходимо применение отечественных устройств по выработке электроэнергии из попутного нефтяного газа. Поставленная задача решается в том числе в рамках реализации программы импортозамещения в нефтегазовой отрасли. Разработка новых решений в области блокчейна и более эффективная утилизация ПНГ способствует укреплению технологического суверенитета Российской Федерации в нефтегазовой отрасли и в секторе информационных технологий. Такой подход к утилизации попутного нефтяного газа позволяет в полной мере реализовать концепцию технологического суверенитета, которая использует новые технологии с целью повышения эффективности существующих процессов и бизнес-моделей а также создание новых рынков [4,5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Беспутный газ. Побочный продукт нефтедобычи стало некуда девать [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5356868> (дата обращения 22.03.2023).
- 2.Лукойл снизил объем сжигания ПНГ в 2024 году [Электронный ресурс].–Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/dekarbonizatsiya/894187-lukoyl-snizil-obem-szhiganiya-png-na-10-v-2024-g/>
- 3.Россия сохраняет лидерство по объемам сжигания природного газа на факелах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oilcapital.ru/news/2025-07-22/yle-rossiya-sohranyaet-liderstvo-po-ob-emam-szhiganiya-prirodnogo-gaza-na-fakelah-5441201>.
- 4.Новая технология майнинга криптовалюты с помощью нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа:https://neftegaz.ru/analysis/oil_gas/705826-mayning-na-neftyanykh-mestorozhdeniyakh-budushchee-dobychi-kriptoalyut/.
- 5.Концепция технологического суверенитета [Электронный ресурс].–Режим доступа: <https://books.econ.msu.ru/Economics-of-innovation/sect04/chap18/18.1/18.1.1/>.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЯЧЕЕК ГРЕТЦЕЛЯ С СЕНСИБИЛИЗАЦИЕЙ НА ОСНОВЕ ПИЩЕВЫХ КРАСИТЕЛЕЙ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИОННОЙ ЖИДКОСТИ [Bmim]BF₄

¹Сапожников Д.Д., ¹Соловьев Б.А., ²Сахаутдинов И.М.

¹УГНТУ, г. Уфа, ²Уфимский Институт химии УФИЦ РАН, г. Уфа

Ячейки Гретцеля представляют собой перспективное направление в альтернативной энергетике благодаря использованию доступных и экологически чистых материалов [1]. Традиционно исследуемые с применением различных сенсibilизаторов, в данной работе впервые изучена возможность повышения эффективности ячеек Гретцеля, сенсibilизированных пищевыми красителями, путем замены традиционного йод-йодидного электролита на ионную жидкость [Bmim]BF₄ [2]. Целью работы являлась оценка влияния данной замены на эффективность ячеек, сенсibilизированных пищевыми красителями caramella синий (E133), caramella красный (E129) и mixie зеленый. Водорастворимый зеленый краситель mixie содержит в своем составе красители E102 (тартразин) и E133 (синий), которые в сочетании дают зеленый цвет (рисунок 1).

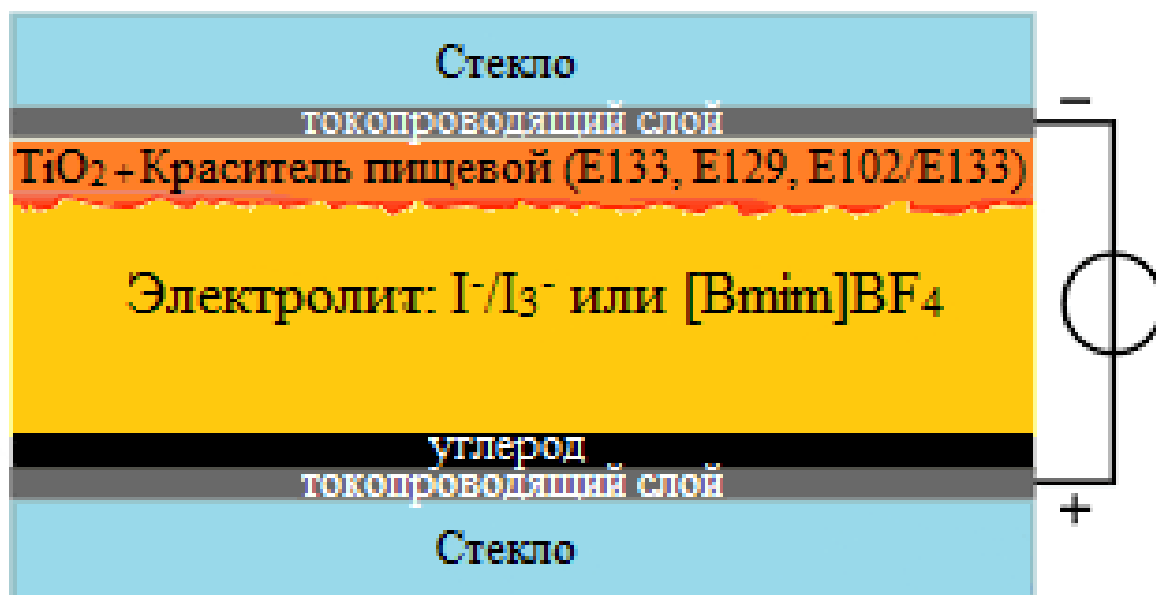


Рисунок 1 – Ячейка Гретцеля сенсibilизированная пищевыми красителями

Были изготовлены ячейки Гретцеля площадью 1 см² с использованием пищевых красителей (caramella синий, caramella красный, mixie зеленый) в качестве сенсibilизаторов и сажи в качестве материала против электрода. Измерения вольтамперных характеристик проводились при стандартных условиях освещения с использованием йод-йодидного электролита и ионной жидкости [Bmim]BF₄ в качестве электролитов. Использование йод-йодидного электролита обеспечило следующие значения напряжения: 0.089 В (caramella синий), 0.096 В (caramella красный) и 0.090 В (mixie зеленый). Замена электролита на ионную жидкость [Bmim]BF₄ повысила напряжение для данных красителей на

161,0%, 327,0% и 322,2% со значениями: 0.22 В, 0.41 В и 0.38 В, соответственно. При этом наблюдалось снижение напряжения для ячейки на красителе saframella красный с 0.41 В до 0.33 В в течение часа работы, тогда как остальные ячейки демонстрировали стабильную работу на протяжении трех дней.

Таким образом, использование ионной жидкости [Bmim]BF₄ в качестве электролита позволяет значительно повысить эффективность ячеек Гретцеля, сенсibilизированных пищевыми красителями. Насколько нам известно, впервые исследована возможность эффективной сенсibilизации ячеек Гретцеля с использованием пищевых красителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Tian, Haining; Hammarström, Leif; Boschloo, Gerrit; Kloo, Lars; Sun, Junliang; Hua, Yong; Kubart, Tomas; Lin, Junzhong; Pati, Palas Baran /"Solid state p-type dye sensitized NiO–dye–TiO₂ core–shell solar cells".//**Chem. Commun.**, 2018,**54**, 3739-3742 doi:10.1039/C8CC00505B
2. Tamar L. Greaves, Calum J. Drummond. Protic Ionic Liquids: Properties and Applications.// Chem. Rev.- 2008.- V. 108- P.206-237.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК АБСОРБЦИОННОЙ ХОЛОДИЛЬНОЙ МАШИНЫ ЕТ 480

А.В. Семенов
УГНТУ, г. Уфа

Приоритетными задачами современной энергетики является энергосбережение ресурсов и минимизация экономических затрат на производство и потребности ЖКХ. Решением такой задачи является использование абсорбционных холодильных машин (далее – АБХМ), позволяющих, используя принципы когенерации тепловой энергии, преобразовывать тепловую энергию в холод [1].

В работе представлены результаты экспериментального исследования работы АБХМ ЕТ 480 на рабочей паре аммиак-вода.

Исследование проводилось на базе Уфимского государственного нефтяного технического университета. Лабораторная установка работает на системе трех контуров: аммиачный, водяной и водородный, а тепловая энергия вырабатывается благодаря электрическому нагревателю мощностью $P_1 = 125$ Вт. В качестве имитации тепловой нагрузки выступает электрический противодействующий нагреватель мощностью около 50 Вт,

Измерительный комплекс включает в себя 4 термопреобразователя, с допустимым рабочим температурным режимом от -50 до 200°C , которые размещены в определенных точках установки:

- T_1 , температура паров аммиака на входе в конденсатор.
- T_2 , температура в испарителе.
- T_3 , температура в абсорбере.
- T_4 , температура раствора на входе в генератор.

Проведение эксперимента:

1. Пуск установки и выход на стационарный режим, при отсутствии тепловой нагрузки P_2 . Время стабилизации 50 минут.

2. Последовательное увеличение тепловой нагрузки, с шагом $\Delta P_2 = 5-15$ Вт.

3. После каждого увеличения нагрузки, считалось, что если температура не меняется в течение 10 минут хотя бы на 1°C , то режим установлен, производилась фиксация измеряемых показателей: T_1-T_4 , P_2 , P_1 ,

4. Расчет холодильного коэффициента ε , характеризующего эффективность холодильной машины [2].

$$\varepsilon = \frac{P_2}{P_1}$$

5. Расчет теплового напора ΔT [2].

$$\Delta T = T_A - T_2,$$

где T_A – температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$. $T_A = 20,5^\circ\text{C}$

Экспериментальные данные, а также результаты расчетов приведены в таблице 1.

Анализ и интерпретация данных:

Температура генератора T1 практически не изменялась, это свидетельствует о том, что десорбция аммиака из раствора в генераторе является энергоемким процессом и имеет слабую связь с нагрузкой на испаритель.

Таблица 1 – Результаты экспериментальных измерений на ЕТ 480

Параметр	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
P1, Вт	109	102	99	100
P2, Вт	0	5	10	25
T1, °C	144,1	144,8	144,3	144,4
T2, °C	-12,4	-5,8	10,7	19,3
T3, °C	26,1	27,8	29,6	29,0
T4, °C	28,0	30,0	30,6	29,3
ε	0	0,05	0,10	0,25
ΔT	32,9	26,3	9,8	1,2

Температура испарителя T2, исходя из экспериментальных данных, тесно связана с тепловой нагрузкой P2. При работе без внешнего воздействия способна принимать значения порядка -12,4°C, создавая при этом значительный температурный напор $\Delta T = 32,9^\circ\text{C}$, однако с увеличением тепловой нагрузки температура испарителя стремится к комнатной T_A, свидетельствуют о низкой холодильной способности такого температурного режима.

Температуры T3 и T4 с ростом тепловой нагрузки повышаются, в связи с тепловыделением при абсорбции аммиака и теплообменом в жидкостном теплообменнике. Незначительное уменьшение температуры при нагрузке 25 Вт произошло из-за слишком высокой температуры в испарителе при тех же условиях

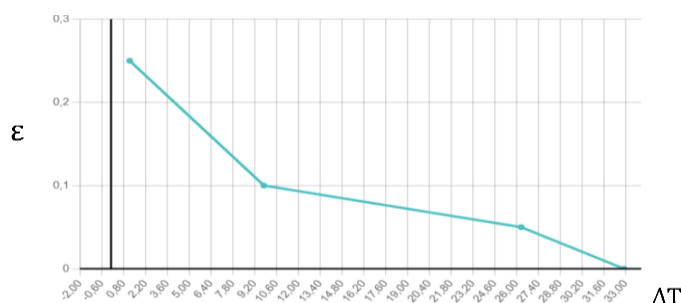


Рисунок 1 – Зависимость холодильного коэффициента от температурного напора

Холодильный коэффициент ε стабильно возрастает в ходе эксперимента и достигает максимального значения при работе 4-го режима с противодействующей нагрузкой 25 Вт, однако температурный напор $\Delta T = 1,2^\circ\text{C}$, сводит производство холода практически к минимуму.

Холодильный коэффициент установки невелик, порядка $\varepsilon = 0,25$, что подтверждает статус демонстрационный статус данной модели, значения реальных промышленных установок в диапазоне $\varepsilon = (0,6 \dots 0,8)$ [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бараненко, А. В. Холодильные машины: учебник / А. В. Бараненко, Н. Н. Бухарин, В. И. Пекарев; под общ. ред. Л. С. Тимофеевского. — СПб.: Политехника, 2006.
2. Инструкция по проведению экспериментов ET 480. Абсорбционная холодильная установка / P. Mittasch. — Барсбюттель: G.U.N.T. Gerätebau, 2019. — 42 с.
3. Степанов, К. И. Анализ сор термодинамического цикла АБХМ с двухступенчатой абсорбцией при получении отрицательных температур охлаждения / К. И. Степанов, Д. Г. Мухин, О. В. Волкова, А. В. Бараненко // Вестник МАХ. — 2016. — №1. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-cop-termodinamicheskogo-tsikla-abhm-s-dvuhstupenchatoy-absorbtsiey-pri-poluchenii-otritsatelnyh-temperatur-ohlazhdeniya> (дата обращения: 07.07.2025).

ВЕТРО-СОЛНЕЧНЫЕ ГИБРИДЫ ДЛЯ ПИТАНИЯ РЕТРАНСЛЯТОРОВ И СТАНЦИЙ СВЯЗИ

Б.А. Соловьев, Г.К. Гамисония, А.Д. Аюпов, УГНТУ, г. Уфа

Рассмотрено проектирование ветро-солнечных гибридных энергоустановок для питания ретрансляторов и станций связи на линейной части трубопроводного транспорта (перевалы, открытые участки с повышенными ветровыми ресурсами и инсоляцией). Предложены подходы к картированию ресурсов (ветер/солнце), методики компоновки и расчёта надёжности энергоснабжения на уровне требований к доступности связи ($\geq 99\text{--}99,9\%$). Выполнена предварительная технико-экономическая оценка (LCOE, срок окупаемости) с учётом сравнения с дизель-генераторами и батарейным питанием.

Линейная часть магистральных трубопроводов требует устойчивой связи и мониторинга, включая каналы телеметрии, голосовые/резервные линии и сети передачи данных. На удалённых участках прокладка сетевого электропитания экономически нецелесообразна, а эксплуатация ДГУ сопряжена с логистическими затратами и рисками. Гибридные установки с аккумуляторным накопителем обеспечивают круглогодичную автономию, компенсируя сезонность солнечной генерации за счёт ветра.

Картирование выполняется по данным метеонаблюдений и реанализа с учётом орографии: роза ветров, распределения скоростей по Вейбуллу, среднегодовая инсоляция (GHI/DNI), сезонность и экстремальные события. Для перевалов учитывается ускорение ветровых потоков и сдвиги в стратификации, для открытых участков — роза препятствий и шероховатость поверхности. Формируется балльная карта пригодности площадок с учётом логистики доступа, сервиса и ограничений.

Таблица 1 – Архитектура гибридной установки и компоненты

Подсистема	Ключевые параметры	Диапазон (пример)
СЭС	Мощность кВт; угол/ориентация	0,5–2,5 кВт; фикс./сезонный наклон
ВЭУ	Номинал; тип ротора; высота мачты	0,4–3 кВт; HAWT; 6–18 м
АКБ	Химия; ёмкость; напряжение	LiFePO ₄ ; 1–5 кВт·ч; 24/48 В
Контроллеры	MPPT; объединение шин	2 MPPT (PV/ВЭУ) → DC-DC 24/48 В
Нагрузка	Средняя/пиковая мощность	8–40 Вт / до 120 Вт

Состав: фотоэлектрический массив (0,5–2,5 кВт_р), малогабаритная ВЭУ класса IEC 61400-2 (0,4–3 кВт), MPPT-контроллеры, DC-шина 24/48 В, аккумулятор (LiFePO₄ 1–5 кВт·ч), коммутация/защита, шкаф с климат-контролем, опора/мачта и крепления. Нагрузка: ретранслятор/радиомодем/маршрутизатор с базовым потреблением 8–40 Вт и пиковыми режимами до 80–120 Вт. Для снижения собственных потерь применяются высокоэффективные преобразователи, режимы сна, будильники RTC и низкобюджетные профили QoS (например, duty-cycle телеметрии вне аварийных событий).

Годовая генерация СЭС рассчитывается по массиву GHI с учётом угла наклона и температурных коэффициентов; для ВЭУ — по распределению Вейбулла и кривой мощности турбины. Баланс энергии моделируется на суточном шаге с учётом потерь в преобразователях и ограничений по SOC аккумулятора. Для оценки вероятности недообеспечения используются многолетние ряды и Монте-Карло-вариации сезонности. Требуемая доступность связи задаётся в диапазоне 99–99,9% (макс. 8,8–0,9 ч простоя в год).

Для перевалов ключевые показатели: ветровая нагрузка (расчёт опоры/растяжек), обледенение (антикор-покрытия, подогрев узлов управления), доступность для сервисной бригады и молниезащита. Для открытых участков — защита от песка/пыли, вандалозащита, учёт снеготаносов при размещении монокристаллических панелей. Для обеих зон — корректная системная земля/ГЗШ, выбор климата исполнения, класс IP/IK шкафов и режимы «бережливой связи» при неблагоприятной погоде.

Ветро-солнечные гибриды представляют собой технологически и экономически оправданный способ обеспечения автономного питания ретрансляторов и станций связи на линейной части. Картирование ресурса и грамотная гибридизация с оптимизацией аккумулятора позволяют достичь требуемой доступности при разумном CAPEX. Предложенные методики моделирования и критерии выбора площадок могут служить основой для пилотных внедрений и масштабирования на сети магистралей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Goodfield D. et al. The suitability of the IEC 61400-2 wind model for small wind turbines operating in the built environment //Renewable Energy and Environmental Sustainability. – 2017. – Т. 2.
2. Duffie J. A., Beckman W. A. Solar engineering of thermal processes. – John Wiley & Sons, 2013.
3. Соловьев Б. А., Гамисония Г. К. Методы прогнозирования мощности ветра для шельфовых ветроэлектростанций //Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2022. – Т. 18. – №. 3-4. – С. 108-120.
4. Giedraityte A. et al. Hybrid renewable energy systems—A review of optimization approaches and future challenges //Applied Sciences. – 2025. – Т. 15. – №. 4. – С. 1-30.

ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ УТИЛИЗАЦИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА НА НПС/КС ДЛЯ ПИТАНИЯ АВТОНОМНЫХ ДАТЧИКОВ

Б.А. Соловьев, Г.К. Гамисония, Б.А. Хузияхметов, УГНТУ, г. Уфа

Представлены результаты прикладного пилота по применению термоэлектрических модулей (Пельтье/TEG) для утилизации низкопотенциального тепла на насосных и компрессорных станциях (НПС/КС) с целью энергоснабжения автономных узлов телеметрии и контроля. Выполнены расчёты тепловых потоков, обоснован выбор модулей и теплоотводов, сформирован энергетический баланс «мощность–перепад температур (ΔT)». Показано, что при эксплуатационно достижимых $\Delta T = 20\text{--}60$ К мощность одного модуля составляет десятки–сотни мВт; при каскадировании и применении накопителей обеспечивается устойчивая работа низкопотребляющих датчиков и беспроводной связи.

Архитектура включает горячий теплоприёмник, обеспечивающий надёжный тепловой контакт с технологическим узлом (поверхность корпуса насоса/трубопровода/маслоохладителя), ТЭ-модуль, холодный теплоотвод (радиатор/тепловая труба/ребристая панель) и узел силовой электроники со сверхнизким собственным потреблением. Для обеспечения стабильности ΔT при колебаниях окружающей температуры дополнительно рассматривается использование фазопереходного материала (PCM) на холодной стороне. Электронный тракт включает: выпрямление/старт при низком уровне напряжения, преобразователь повышения, суперконденсатор 10–50 Ф либо LiFePO₄-ячейку малого форм-фактора, контроллер заряда и узел питания нагрузки. Нагрузка — датчик давления/вибрации/температуры с интерфейсом LoRaWAN/NRF Mesh, работающий в пакетном режиме (измерение — буферизация — передача).

Пилот предусматривает установку 3–5 узлов на различных технологических объектах (корпус насоса, маслопровод, теплообменник) с мониторингом ΔT , $V_{\text{ос}}$, тока/напряжения на накопителе и качества канала связи. Моделирование показало, что при среднезимнем $\Delta T \approx 40\text{--}60$ К (УХЛ1/УХЛ2) обеспечивается средняя мощность 80–150 мВт на сборку из 2–3 модулей, что достаточно для интервала передачи 1–5 мин при полезной нагрузке пакета 12–50 байт. В летний период при $\Delta T \approx 15\text{--}30$ К применяются расширенные окна накопления и снижение частоты передачи без потери диагностической ценности данных.

Капвложения пилотного узла (механика + ТЭ-модули + электроника + датчик) укладываются в диапазон 25–60 тыс. Р за точку (в зависимости от климатической защиты).

При массовом внедрении возможна окупаемость 12–24 мес. за счёт совокупного эффекта предотвращённых простоев и отказов.

Термоэлектрическая утилизация низкопотенциального тепла на НПС/КС для автономного питания датчиков имеет практическую реализуемость. Компоновка с накоплением энергии и адаптивным duty-cycle обеспечивает устойчивую работу радиоканала в широком диапазоне ΔT . В дальнейшем планируется доработка конструктивов для разных монтажных сценариев, а также расширение номенклатуры датчиков (вибрация, акустика, утечка) с единым энергобюджетом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. D. M. Rowe (ed.). CRC Handbook of Thermoelectrics. CRC Press, 1995.
2. А. И. Иоффе. Полупроводниковые термоэлементы и термоэлектрическое охлаждение. М.: Изд-во, 1956.
3. Хузияхметов Б. А., Соловьев Б. А., Иванов М. Д., Хазиева Р. Т. Моделирование автономной ветроэлектростанции малой мощности // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2025. – Т. 21. – №. 1. – С. 51-60.
4. G. J. Snyder, E. S. Toberer. Complex thermoelectric materials. Nature Materials, 2008.
5. Datasheet: Ultra-low voltage energy harvesting DC/DC (пример: для ТЭГ).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Е. Сосулина

Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, г. Москва

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с комплексом вызовов, обусловленных возрастающей сложностью добычи углеводородов. Переход к трудноизвлекаемым запасам, разработка месторождений в сложных геологических и климатических условиях, а также необходимость оптимизации эксплуатационных расходов требуют внедрения инновационных подходов к управлению технологическими процессами. В этих условиях традиционные методы достигли своих пределов эффективности, что стимулирует активное внедрение технологий искусственного интеллекта для повышения операционной эффективности и снижения рисков на всех этапах производственного цикла.

Значительным потенциалом обладают применения искусственного интеллекта в области геологоразведочных работ. Геология как научная дисциплина, оперирующая значительными массивами информации, требует сложных подходов к обработке данных. Интеллектуальные алгоритмы демонстрируют эффективность при интерпретации геофизических материалов, литолого-стратиграфическом расчленении кернового материала, идентификации коллекторов и палеонтологических объектов [1]. В частности, применение нейросетевых алгоритмов для анализа атрибутов сейсмических наблюдений способствует минимизации неопределенности ключевых параметров продуктивных пластов и повышает достоверность корреляционных построений. Кроме того, применение ИИ в картографировании почвенных слоев демонстрирует высокую точность прогнозирования, что подтверждается результатами тестовых скважин.

Важным направлением является эксплуатация месторождений, где ИИ находит применение в создании «умных» месторождений (smart fields). Такие системы предполагают удаленное управление объектами добычи, оптимизацию процессов бурения, мониторинг оборудования и планирование разработки. Например, компания Shell успешно внедрила технологии ИИ для анализа данных с сенсоров, что позволило оптимизировать параметры добычи и прогнозировать отказы оборудования. В России аналогичные проекты реализуются компанией «Салым Петролеум», где интеллектуальное управление скважинами позволило повысить добычу на 2–2,5% в год и сократить внеплановые простои [2].

Особого внимания заслуживает применение ИИ в бурении. Алгоритмы машинного обучения позволяют корректировать траекторию бурения в реальном времени, снижая риски отклонения ствола скважины и минимизируя затраты на дополнительные работы. Так, компания "РН-Пурнефтегаз" внедрила систему автоматизированного управления бурением на основе ИИ, что позволило сократить время бурения на 11,7 часов на скважину и достичь экономического эффекта в размере 1,7 млн рублей на каждую скважину [3].

Еще одной областью применения ИИ является прогнозирование цен на сырьевые товары. Нейронные сети способны анализировать нелинейные и волатильные временные ряды, учитывая рыночную конъюнктуру, геополитические события и другие факторы [2]. Это позволяет компаниям принимать обоснованные решения о производстве и сбыте, снижая риски и повышая доходность.

Перспективным направлением развития ИИ в нефтегазовой отрасли является создание цифровых двойников — виртуальных моделей технологических процессов, которые позволяют оптимизировать управление и снижать затраты. Например, АО «Новокуйбышевский НПЗ» успешно внедряет цифровые двойники для контроля параметров в реальном времени и выбора оптимальных режимов работы [3].

Несмотря на очевидные преимущества, внедрение ИИ сталкивается с рядом вызовов. Одной из ключевых проблем является обработка больших объемов разнородных данных, что требует мощных вычислительных ресурсов и продвинутых алгоритмов. Кроме того, интеграция ИИ в существующие инфраструктуры может быть сложной и затратной, а нехватка квалифицированных кадров замедляет процесс внедрения. Важным аспектом является обеспечение информационной безопасности, поскольку использование ИИ увеличивает риски кибератак, что может привести к серьезным последствиям, включая простой производства [3].

Таким образом, искусственный интеллект открывает новые возможности для повышения эффективности технологических процессов в нефтегазовой промышленности. Его применение способствует оптимизации разведки, добычи, переработки и управления, снижению затрат и улучшению экологических показателей. Однако для максимальной реализации потенциала ИИ необходимо решить проблемы, связанные с интеграцией технологий, обеспечением безопасности и подготовкой кадров. Дальнейшее развитие и адаптация интеллектуальных систем позволят нефтегазовой отрасли достичь новых уровней конкурентоспособности и устойчивости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Царегородцева Т.К., Горкин Г.М. Применение искусственного интеллекта в разведке и добыче углеводородов // Недра. – 2022.
2. Казначеев П.Ф., Самойлова Р.В., Курчиски Н.В. Применение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности в нефтегазовой и других сырьевых отраслях // Экономическая политика. – 2016. – Т. 11. № 5. – С. 188–197.
3. Кузьмин Д.Е. Участие искусственного интеллекта в решении задач нефтегазового комплекса // Самарский государственный технический университет. – 2023.

МАГНИТНЫЕ, ПЬЕЗОМАГНИТНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ НАНОАКТЮАТОРЫ

А.Е. Сосулина, К.А. Воробьев,

Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, г. Москва

Наноматериалы, содержащие переходные 3d-металлы (Fe, Co, Ni, Cr и Cu), как правило, составляют основу функциональных магнитных наноактюаторов. Уменьшение размера нанокристаллита приводит к существенному изменению магнитных свойств материала [1].

Исследователи из университета Эксетера создали микроскопическую магнитную систему, которая оказалась способной производить механическое движение, используя для этого тепловую энергию, получаемую из окружающей среды. Этот новый принцип прямого превращения энергии из одного вида в другую может быть использован для обеспечения работы различных наномашин, микророботов, на этом принципе может быть основана работа новых типов датчиков и устройств хранения информации следующего поколения.

В основе новой магнитной системы лежит достаточно распространенный механизм, известный под названием "трещотка". Эта тепловая трещотка изготовлена из весьма необычного материала, который можно назвать термином "искусственный спин-лед" (artificial spin ice), в объем которого включено множество крошечных наномангнитов, наночастиц их пермаллового сплава, сплава железа-никеля. Помимо тепловой энергии, такая система способна преобразовывать в движение энергию магнитного поля, которое приводит к смещению векторов намагничивания отдельных наномангнитов.

Облучение видимым (солнечным) светом может приводить к определенному изменению магнитных свойств специальных материалов. Такие эффекты называются фотомангнитными. В неорганических соединениях величина эффектов незначительна (~1%), а температура функционирования ниже 10 К. Более перспективными фотомангнитными материалами являются молекулярные магнетики, в которых величина фотомангнитных эффектов значительно больше (на ~10-100 %), чем в неорганических соединениях, а температурный диапазон их существования гораздо шире.

Работа молекулярных наномоторов может быть основана на использовании явления магнито-калориметрического эффекта, заключающегося в том, что уменьшение напряженности магнитного поля ферромагнитного материала приводит к понижению его температуры. Ключом для достижения значительного магнито-калориметрического эффекта является создание специального материала с максимальным количеством неспаренных электронов и с параллельно ориентированными спинами [2].

В последствии были разработаны спиральные наномоторы, которые двигаются вперед, вкручиваясь, подобно штопору, поперек своей оси. Все это происходит за счет внешнего магнитного поля, под воздействием которого штопор направляется в область заблокированного участка продуктивного пласта. Внедрившись в «пробку» поры, такой робот сможет пробить ее. После того, как

работа робота будет закончена, магнитное поле отключается, и цепочка рассыпается на отдельные частицы, которые выводятся из ремонтируемой области естественным способом.

Возможна работа наноактюаторов на основе пьезоэффектов – изменения линейных размеров материалов в электрическом или магнитном поле. Американскими учеными был создан наномеханический резонатор из арсенида галлия толщиной 200 нанометров, преобразующий электрические колебания в механические. На основе этих принципов Р. Янг предложил идею пьезонанодвигателей, обеспечивающих прецизионное перемещение с точностью до $0.01 \text{ \AA}$ ($\text{\AA} = 10^{-10} \text{ м}$). Принципиально такой пьезодвигатель конструктивно состоит из корпуса, одного или нескольких пьезоп приводов (пьезоактюаторов) и различных элементов, поддерживающих их работу. Привод (актюатор) – общее название приборов, которые преобразуют входную энергию в механическую энергию. Пьезоп привод (piezoactuator) – преобразует электрическую энергию в механическую (напряжение и электрический заряд в силу и движение).

Наиболее простое управление наноактюаторами обеспечивается путем приложения внешней разности электрических потенциалов или электромагнитного поля. Это объясняется простотой реализации и высокой чувствительностью к регулировке параметров, что делает целесообразным использование эффекта электромиграции для перемещения наночастиц.

Исторически миниатюризация электродвигателей привела к созданию нанометровых устройств. Простейшими примерами являются электростатические актюаторы, такие как наномотор размером 500 нм с ротором (золотая пластинка размером около 250 нм), вращающимся со скоростью 30 оборотов в секунду при напряжении 5 В.

Были разработаны и более сложные конструкции: британские ученые создали наномотор на основе двухслойной углеродной нанотрубки (скорость вращения ротора подобного наноустройства может составлять до 8000 метров в секунду), а также диэлектрофорезные и асинхронные электродинамические модели [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воробьев А.Е. Основы механизма эффективного применения промышленных нанотехнологий при добыче аквальных газогидратов // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. 2014. №6(28). С. 102 – 108.
2. Поленов Ю.В., Лукин М.В., Егорова Е.В. Физико-химические основы нанотехнологий // Учебное пособие. Ивановский государственный химико-технологический университет. 2013.
3. Жарков С.М. Структурные свойства и фазовые превращения в наноматериалах на основе переходных 3d-металлов // Диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук. Красноярск. 2017.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

А.М. Сулейманов, Ф.М. Хафизов, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа

Объектом исследования является горно-обогатительное предприятие по извлечению цветных металлов из руды. Для извлечения металлов применяется биологическая обработка руды с использованием специфических бактерий, для жизнедеятельности которых используется сжатый воздух. Для этого в работе находятся 12 компрессорных установок с приводом суммарной мощностью 15МВт. В качестве охлаждающей воды для работы компрессоров используется вода системы оборотного водоснабжения, которая затем охлаждается в системе градирен. Перепад температуры охлаждающей воды варьируется от 5°C до 10°C в зависимости типа, мощности и расхода охлаждающей воды в компрессоре.

Теплоснабжение объектов предприятия осуществляется от паровой котельной. В качестве топлива используется привозной каменный уголь. Расчетная суммарная тепловая нагрузка на нужды отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологии составляет 44 Гкал/ч. Температурный график тепловой сети 95/70°C. Режим работы тепловой сети – круглогодичный.

Стоимость привозного топлива для котельной является определяющей с точки зрения себестоимости тепловой энергии, которая составляет, в настоящее время, 8500 руб/Гкал. Поэтому было принято решение, для снижения себестоимости производства тепловой энергии, установить теплонасосные установки (ТНУ). Предлагается использовать последовательную схему установки ТНУ на оборотной воде: охлаждающая вода после компрессоров поступает в ТНУ, где отбирается часть накопленной ею тепловой энергии, а затем вода доохлаждается в градирне.

Схема работы предполагает использовать ТНУ как дополнительный источник теплоты для тепловой сети, а именно, нагрев теплоносителя обратного трубопровода после объектов предприятия в отопительный период и обеспечение нужд ГВС в неотопительный период. Режим работы ТНУ предполагает расчетный перепад температур 80/60°C. Однако, если температура обратного трубопровода выше 60°C, верхний порог температуры, из-за особенностей работы ТНУ, составит не выше 80°C. Таким образом, в разные месяцы года тепловая мощность ТНУ будет варьироваться в диапазоне 4,8...7,0 Гкал/ч. Коэффициент преобразования по теплоте составит 2,9. Фактический температурный график тепловой сети на ЦТП за 2024 год показан на рисунке 1.

Реализация данного варианта потребует изменения схемы обвязки новых и существующих тепловых сетей в ЦТП. Температурный график теплоносителя в отопительный период от ТНУ будет зависеть от температурного графика основной сети. В отопительный период теплофикационная вода обратного трубопровода на ЦТП разделяется на два потока (основной поток с переменным расходом $G_{осн}$ и дополнительный поток на ТНУ с постоянным расходом $G_{тну}$). Далее дополнительный поток с расходом $G_{тну}$ поступает на ТНУ, где нагревается до 80°C, и после, с избыточным давлением, создаваемым насосами

повысительной группы ТНУ, возвращается обратно на ЦТП в трубопровод обратной сетевой воды.

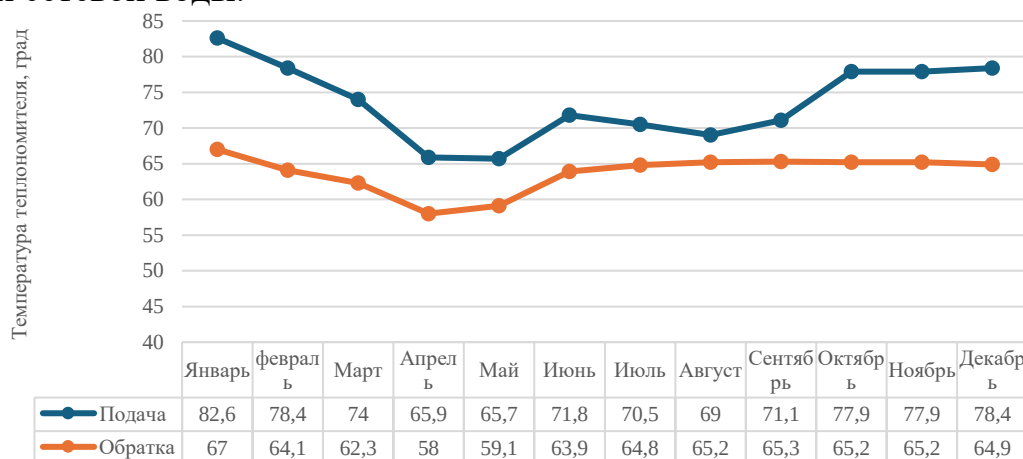


Рисунок 1 – Фактический температурный график тепловой сети на ЦТП за 2024г

Принципиальная схема обвязки ТНУ и трубопроводов ЦТП для использования в летнем и зимнем режимах представлена на рисунке 2.

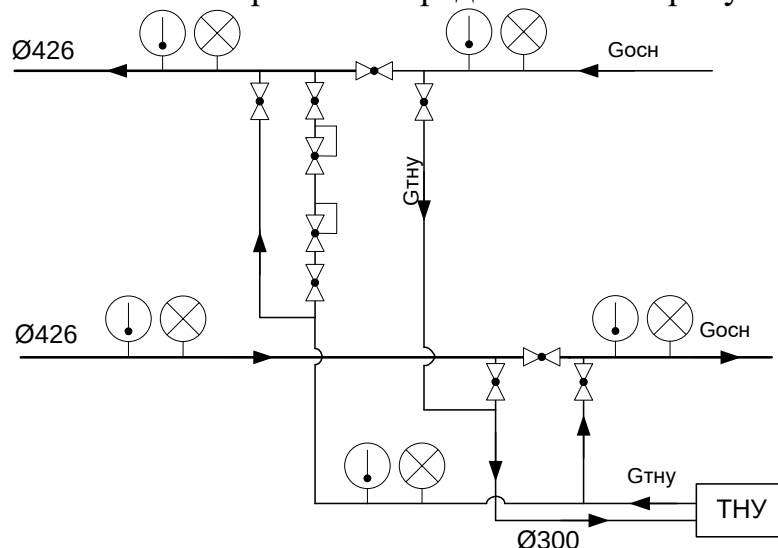


Рисунок 2 – Схема обвязки ТНУ и трубопроводов ЦТП

Использование ТНУ в неотапительный период позволит полностью обеспечить нагрузку ГВС предприятия; в отопительный период – снизить нагрузку котельной. Снижение в разные месяцы составит от 18% до 51%. Экономический эффект от внедрения ТНУ достигает 450 млн. рублей в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Обеспечение тепловой нагрузки горнодобывающего предприятия от низкопотенциальных источников /Чугункина Н.А., Трофимов А.Ю. В книге: Трубопроводный транспорт - 2022. Уфа, 2022. С. 364-366.
2. Оптимизация температурного графика тепловой сети/ Сулейманов А.М., Хафизов Ф.М. В книге: Трубопроводный транспорт - 2022. Уфа, 2022. С. 356-357.

ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОЧЕХЛОВ НА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОБЪЕКТОВ

Ф.М. Хафизов, О.О. Филалеев, УГНТУ, г. Уфа

Большинство эксплуатируемых трубопроводов изолируется для снижения тепловых потерь, что позволяет снизить затраты на поддержание определенной температуры перекачиваемой среды.

Запорная арматура также подвержена нагреву от транспортируемой среды, ее поверхность может быть очень горячей. При прикосновении к нагретой поверхности персонал может получить ожоги.

Термочехол – это быстроразъемная теплоизоляция многократного использования для оборудования, требующего периодического и оперативного доступа для технического обслуживания и ремонта (рисунок 1).



Рисунок 1 – Термочехол для запорно-регулирующей арматуры

Для проведения эксперимента был выбран образец термочехла DN80 компании «МегаТерм» (рисунок 2).



А) вид сверху



Б) вид сбоку

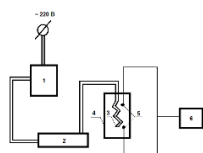


В) термочехол на задвижке

Рисунок 2 – Иллюстрация термочехла компании «МегаТерм»

Данный термочехол снаружи выполнен из керамической стеклоткани. Внутренняя часть выполнена из минеральной ваты.

Для проверки заявленных показателей была создана лабораторная установка, на рисунке 3 представлена принципиальная схема и фотография лабораторной установки.



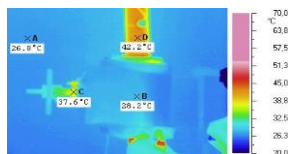
1 – Лабораторный автотрансформатор (ЛАТР); 2 – Ваттметр; 3 – Нагревательный прибор;
4 – Задвижка DN80; 5 – Термодатчики; 6 – Электронный термометр ETI

Рисунок 3– Принципиальная схема и фотография экспериментальной установки

По результатам исследований получено значение коэффициента теплопроводности – 0,0363 Вт/м·К. Это значение совпадает с заявленным производителем значением параметра.

Эффективность использования термочехлов для запорной арматуры подтверждает тепловизионная съемка.

На рисунке 5 приведено тепловизионное обследование промышленной задвижки с установленным термочехлом и без него.



А) Телевизионное изображения запорной арматуры в термочехле

Б) Фотометрия запорной арматуры в термочехле

Рисунок 5 – Тепловизионное обследование задвижки

Для построения модели распределения температурного поля на поверхности запорной арматуры произведено моделирование в программном комплексе Ansys Workbench.

На рисунке 6 приведена модель задвижки без термочехла. На рисунке 7 приведена модель задвижки с установленным термочехлом.

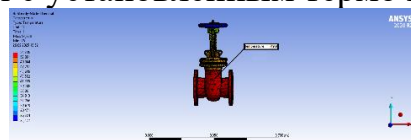


Рисунок 6 – Модель задвижки без термочехла

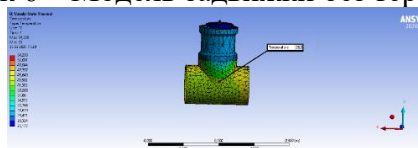


Рисунок 7 – Модель задвижки с установленным термочехлом

По результатам проведенных исследований установлено:

- 1) Применение термочехла позволяет снизить потери теплоты в 2,6-2,9 раза или на 9,43 Гкал/год.
- 2) Использование термочехла позволяет соблюдать требования СП 61.13330.2012: при температуре окружающего воздуха +25 °С температура на поверхности оборудования, находящегося в помещении, не должна превышать +45°С.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аль - Зобайде, А.М. Моделирование теплопроводности трёхслойной конструкции в системе конечно – элементного моделирования ANSYS / А.М. Аль - Зобайде, С.А. Пронкевич, И.М. Мартыненко // Минск. 2013. - 6 с.
2. Чигарев, А.В Ansys для инженеров / А.С. Кравчук, А.Ф Смалюк, А.В. Чигарев // - Машиностроение -1. 2004. 511 с.
3. Исаченко, В.П. Теплопередача, / В.П. Исаченко, В.А. Осипова, А.С. Сукомел // Энергия. 1975. – 488 с.
4. Перечень продукции компании НПК «МегаТерм». Запорные арматуры» // ООО НПК «МегаТерм». 2025. – 10 с.

ПАРНИКОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ*В.А. Христовуло, УГНТУ, г. Уфа*

Как известно, химический состав, структура и состав атмосферы определяются положением планеты в Солнечной системе (исходной химической дифференциацией первичного вещества и условиями инсоляции), ее массой и параметрами движения. Поэтому даже в пределах относительно небольших расстояний, занимаемых планетами земной группы, свойства их атмосфер существенно отличаются друг от друга [1]. В процентном соотношении сухой воздух содержит по массе 75.51% азота, 23.15% кислорода, 1.28% аргона, 0,046% углекислого газа, 0.00125% неона и около 0.0007% остальных газов. В то же время, одним из самых необходимых компонентов атмосферного воздуха является водяной пар, а также вода в каплях облаков, средневзвешенная масса которых $0.13 \cdot 10^{20}$, что в пересчете на слой конденсированной воды составляет 25 мм или в среднем 2.5 г/см^2 поверхности Земли, при учете среднегодового испарения и выпадения осадков – 780 мм водяного столба. Это свидетельствует об обновлении водяного пара в атмосфере каждые 12 дней. Как следствие в средних слоях атмосферы под влиянием ультрафиолетового излучения образуется озон, этот газ защищает поверхность Земли от пагубного воздействия жесткого излучения Солнца [2].

Имеется и обратный эффект, называемый парниковым. Парниковый эффект есть не что иное, как разность между средней температурой поверхности планеты, равной приблизительно 288 К (+15°C) и её радиационной (эффективной) температурой, под которой эта планета видна из космоса:

$$\Delta T = T_s - T_e$$

эффективная температура определяется как:

$$T_e^4 = \frac{(1 - A)}{4\sigma} \cdot S$$

где $\sigma = 5.67 \cdot 10^5 \text{ эрг/}(\text{см}^2 \cdot \text{с} \cdot \text{K}^4)$ – постоянная Стефана–Больцмана, S – солнечная постоянная на удалении планеты от Солнца, A – отражательная способность, планеты, в основном регулируемая её облачным покровом. Для Земли $A \approx 0.3$, $S = 1.367 \cdot 10^6 \text{ эрг/}(\text{см}^2 \cdot \text{с})$, $T_e = 255 \text{ К} (-18^\circ\text{C})$, следовательно, парниковый эффект на Земле равен +33°C.

Следует отметить, что в атмосфере Земли существуют также различные парниковые газы, удерживающие тепло: двуокись углерода (CO₂), метан (CH₄) и диоксид азота (N₂O). Все эти три газа сохраняют тепло и поддерживают климат нашей планеты.

Лучи солнца, проходящие через атмосферу, поглощаются поверхностью Земли, после чего излучаются обратно в космос в диапазоне более длинных волн, чем поступающие от Солнца, т.е. лучи, что были в видимом спектре становятся инфракрасными. Это удлинение волн очень сильно влияет на глобальное потепление: молекулы CO₂, N₂O и CH₄ лучше поглощают энергию, исходящую Землю и отражающуюся в космос, нежели поступающую энергию Солнца [3].

Таким образом, атмосфера, содержащая озон и парниковые газы, слабо поглощает солнечное коротковолновое излучение, достигающее земной поверхности, особенно на тропосферных высотах, но способна задерживать длинноволновое излучение и уменьшать теплоотдачу Земли в космос, что и считается главной причиной повышения температуры атмосферного воздуха (рисунок 1).

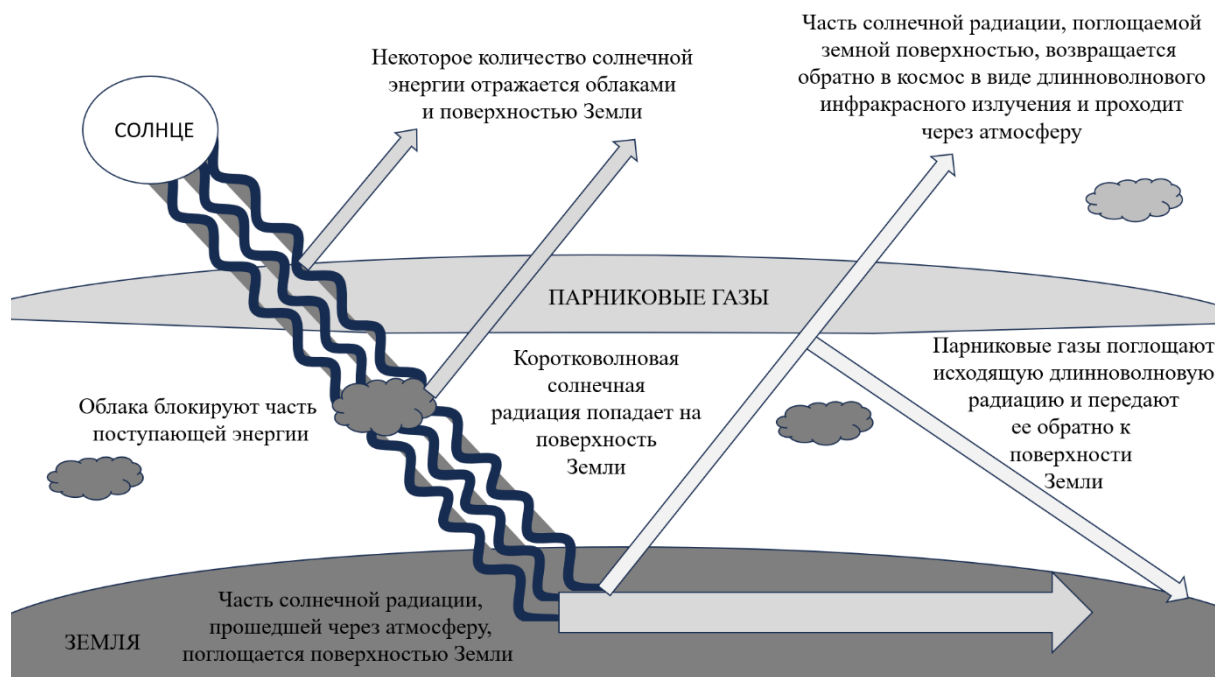


Рисунок 1 – Парниковый эффект

Поскольку эффект называется “парниковым”, так как он сравнивается с работой стеклянных теплиц, пропускающих видимый свет и задерживающих инфракрасный, очевидно, что при нарушении целостности озонового слоя, восстанавливается связь с внешним пространством. Это, в свою очередь, моментально нарушает действие данного эффекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маров М.Я., Планетные атмосферы // Проблемы науки и технического прогресса 2-е изд., пере-раб. и доп. М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., - 4441986 - С. 336
2. Сорохтин О.Г., Развитие Земли // Происхождения и эволюция атмосферы на земле. - 2012 - С. 288, 299-300
3. The Health Effects of Climate Change // Harvard university; URL: <https://learning.edx.org/course/course-v1:HarvardX+PH278.Ax+2T2023/home>

СЕКЦИЯ
на базе
НТЦ ООО «НИИ Транснефть»
г. Уфа

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНТАКТНОЙ ЛАЗЕРНО-УЛЬТРАЗВУКОВОЙ СТРУКТУРОСКОПИИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Ф.А. Алибаев, ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа

Неразрушающий контроль – это разработка и применение технических методов исследования материалов или деталей, узлов, компонентов изделий с целью оценки их целостности, свойств, состава и измерения геометрических характеристик путем обнаружения и локализации дефектов, измерения их параметров способами, не ухудшающими последующую эксплуатационную пригодность и надежность. Контактная лазерно-ультразвуковая структуроскопия – это перспективная технология неразрушающего контроля, позволяющая проводить комплексные исследования материалов, деталей, изделий.

Контактная лазерно-ультразвуковая структуроскопия представляет собой гибридную технологию, сочетающую контактное пьезоэлектрическое возбуждение/регистрацию ультразвуковых волн с бесконтактной лазерной регистрацией/возбуждением колебаний поверхности. В настоящее время данная технология находится на стадии научно-исследовательского применения и используется в лабораторных условиях для решения специализированных задач.

Технология контактной лазерно-ультразвуковой структуроскопии демонстрирует некоторые преимущества по сравнению с современными ультразвуковыми методами неразрушающего контроля. Основными преимуществами данной технологии являются:

- потенциальная возможность достижения высокой разрешающей способности по лучу (до 10 микрометров, по заявлениям разработчиков оборудования, применяющих данную технологию) за счёт применения раздельной схемы излучения и приёма ультразвуковых колебаний (бесконтактное лазерное излучение, приём пьезоэлектрическим датчиком и наоборот), а также невысокой (потенциально, менее 1 микросекунды) длительности применяемого импульса;

- потенциальная возможность контроля через изоляционные покрытия;
- отсутствие мертвой зоны – сканирование происходит сразу от внешней поверхности образца в глубину за счет периодичности зондирующего импульса.

За счёт этого в перспективе возможно применение контактной лазерно-ультразвуковой структуроскопии при выполнении неразрушающего контроля на объектах магистрального трубопроводного транспорта.

Недостатками данной технологии являются высокая стоимость оборудования, сложность эксплуатации в полевых условиях и отсутствие отработанных методик.

Контактная лазерно-ультразвуковая структуроскопия применяется в научно-исследовательских организациях и институтах для:

- исследований материалов и сварных соединений;
- решения специальных диагностических задач;

- верификации результатов традиционных методов контроля.

Данная технология может быть эффективна для:

- выявления микротрещин и коррозионных повреждений;
- мониторинга зон концентраций напряжений;
- расследования причин образования дефектов при возникновении

инцидентов.

Технология контактной лазерно-ультразвуковой структуроскопии обладает значительным потенциалом для применения в неразрушающем контроле магистральных нефтепроводов, однако в настоящее время ее использование целесообразно преимущественно для решения специальных задач. Широкое внедрение данной технологии требует дополнительных исследований и разработки адаптированных к полевым условиям решений. Несмотря на существующие ограничения, данная технология позволит обеспечить существенное повышение качества неразрушающего контроля и может быть рекомендована для внедрения на критически важных участках магистральных трубопроводов в комбинации с другими методами неразрушающего контроля, а также для решения научно-исследовательских задач.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ Р 56542-2019. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов
- 2 ГОСТ Р 55724-2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
- 3 Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник. - М.: Машиностроение, 2023
- 4 Каталог оборудования лазерно-ультразвуковой структуроскопии Кинетика, 2025

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ 3D-СКАНИРОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Ф.А. Алибаев

ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Повышение требований к безопасности, надежности и ресурсу промышленных объектов стимулирует поиск и внедрение передовых методов неразрушающего контроля. Традиционные способы, такие как визуальный и измерительный контроль или другие методы дефектоскопии (ультразвуковой, рентгенографический и т.п.), не обеспечивают получения полной и оцифрованной информации о геометрии объекта. Технология 3D-сканирования, позволяющая создавать высокоточные трехмерные модели, открывает новые возможности для комплексного анализа.

В основе применения технологии лежит процесс создания цифрового двойника физического объекта. Методы 3D-сканирования (лазерные, оптические, на основе структурированного света) позволяют получить облако точек, с последующим конвертированием данных точек в виртуальную пространственную модель.

Методика контроля в рамках всех рассматриваемых задач включает следующие этапы: 1. Подготовка (выбор разрешения, плотности точек, нанесение меток на объект контроля). 2. Сканирование. 3. Обработка данных (сшивание сканированных изображений, редактирование, построение модели). 4. Сравнительный анализ: 3D-модель сопоставляется с заводскими чертежами или данными предыдущих диагностических обследований путем построения карт отклонений.

Преимущества технологии 3D-сканирования:

- высокая скорость контроля (процесс сканирования занимает значительно меньше времени по сравнению с измерением с помощью ручного инструмента);
- метод не требует физического контакта с объектом (возможность обследовать хрупкие, горячие или находящиеся в труднодоступных местах конструкции);
- высокая точность (результатом является не набор отдельных замеров, а плотное облако точек, точно описывающее геометрию объекта с точностью до десятых микрометров);
- исключение человеческого фактора (цифровая 3D-модель является полным и неизменяемым документом, который можно архивировать и использовать для последующего сравнения);
- высокая скорость интерпретации результатов (возможность быстро оценить отклонения от заводских чертежей с помощью построения карт отклонений);
- возможность выполнения обратного инжиниринга.

Основные недостатки 3D-сканирования:

- высокая стоимость оборудования и программного обеспечения для обработки полученной информации;
- чувствительность к условиям и свойствам поверхности (прозрачные, зеркальные и черные матовые поверхности могут вызывать шумы и пропуски в данных, а также вибрация, запыленность также ухудшают качество модели);
- необходимость в квалифицированном персонале;
- невозможность выявления внутренних дефектов;
- потребность в мощном персональном компьютере;
- необходимость подготовки объекта.

Применение 3D-сканирования на этапе входного контроля позволит осуществлять сплошной контроль геометрии всех заготовок и деталей для исключения несоответствий их формы и геометрии, что приведет к снижению общего процента брака.

Применение данной технологии для диагностики оборудования позволит выявить деформацию, оценить износ и проконтролировать геометрию оборудования. С помощью созданной цифровой модели фактического состояния оборудования возможно выполнить расчет остаточного ресурса и спланировать будущие ремонты.

При диагностике трубопроводов технология 3D-сканирования позволит дополнить другие методы, позволяющие выявлять внутренние дефекты. Данная технология позволит определить геометрические параметры наружных дефектов (глубина/высота, площадь, объем) и создать виртуальную модель дефекта для долгосрочного мониторинга его развития.

3D-сканирование позволит усовершенствовать технологию неразрушающего контроля и диагностики, обеспечивая их полноту, объективность и цифровизацию. Несмотря на наличие ограничений, таких как высокая стоимость и чувствительность к условиям проведения контроля, преимущества метода в виде скорости, точности и полноты данных делают его перспективным для интеграции в промышленные системы контроля. Наиболее эффективным будет являться комплексный подход, при котором 3D-сканирование используется в связке с традиционными методами неразрушающего контроля, обеспечивая тем самым всестороннюю оценку состояния объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ Р 58399-2019. Контроль неразрушающий. Методы оптические. Общие требования.
- 2 Методы неразрушающего контроля: учебное пособие / О. Н. Петров, А. Н. Сокольников, В. И. Верещагин, Д. В. Агровиченко ; Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. - Красноярск: СФУ, 2021 (2021-03-23). - 132 с.
- 3 3D-технологии в современных информационных системах: теория и практика / С. В. Кулешов, А. А. Зайцева, А. Ю. Аксёнов и другие. Учебное пособие, изданное в 2021 году, даёт базовые понятия о 3D-сканировании и 3D-печати.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

*А.А. Альмухаметов, Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина
УГНТУ, г. Уфа*

Для повышения уровня промышленной безопасности транспорта газа необходимо снизить риски разгерметизации магистрального газопровода (МГ) по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРП), т.к. это явление представляет собой наибольшую опасность как для самих МГ и обслуживающего персонала, так и для окружающей среды и населения [1].

Целью исследовательской работы явилась разработка стратегии безопасной эксплуатации газопроводов, подверженных КРП.

В стратегии повышения промышленной безопасности МГ для обнаружения потенциально-опасных зон в период инкубации КРП рекомендовано анализировать следующие параметры: состояние защитного покрытия [2], распределение разности потенциалов «труба-земля» вдоль трубопровода, напряженное состояние трубопровода [3], характеристики коррозионной активности грунта [4], степень охрупчивания металла труб в зонах нарушений изоляции [5].

Методы контроля изоляции трубопровода включают измерение потенциалов на трубе и на поверхности земли, измерение электрических токов в трубопроводе, метод магнитной локации (основанный на анализе магнитных полей вокруг трубопровода). Комплексы серии «Орион» позволяют одновременно определять дефекты изоляции, интегральное переходное сопротивление (без вскрытия), а также выявлять аномально напряженные зоны, измерять характеристики токов, включая токи электрохимзащиты (ЭХЗ), блуждающие токи и помехи. Контроль напряженного состояния (без вскрытия) основан на искажении магнитного поля вокруг трубопровода в зонах перенапряжения [4]. Существующие приборы и методы имеют общие недостатки, включая трудность интерпретации результатов. Комплексы серии «Орион» с использованием метода магнитной локации более эффективны. Оценка охрупчивания металла предполагает вскрытие трубопровода. Для контроля состояния металла можно использовать методы измерения твердости, а также некоторых магнитных свойств (коэрцитивной силы). Однако, все методы являются приблизительными, целесообразнее использовать в ходе проведения лабораторных исследований металл, извлеченный при ремонтах и авариях [5].

Замедление распространения трещин, вызванных коррозией под напряжением, достигается благодаря систематическим инспекциям газопроводов с применением методов внутритрубной диагностики. Внутритрубные дефектоскопы, использующие магнитный принцип действия с продольным и поперечным намагничиванием, должны обеспечивать высокую точность, позволяющую надежно обнаруживать трещины на внешней поверхности с точностью не менее 10% от толщины стенки трубы. Для подтверждения и детализации выявленных дефектов необходимо проводить выборочные вскрытия

трубопровода и шурфовые обследования с применением неразрушающих методов контроля, таких, как ультразвуковой, магнитно-порошковый, вихретоковый, магнитно-шумовой и др.

Для всесторонней оценки рисков КРП необходимо объединить результаты всех видов обследований, выполненных различными методами и в разное время, в единую базу данных. Ключевым шагом является унификация системы координат. Ввиду отсутствия строгих количественных критериев оценки опасности, рекомендуется использовать экспертный подход, который может быть формализован при помощи балльной системы оценки. Опасными считаются участки, где одновременно соблюдаются следующие условия: наличие доступа грунтовой воды или влаги к поверхности металла (из-за дефектов изоляции или ее отсутствия) и наличие напряженного состояния в металле, где хотя бы одна компонента составляет не менее 0,5 от предела текучести.

Риск КРП возрастает при наличии следующих дополнительных признаков (в отдельности или совокупности): близость к компрессорной станции (в пределах 30 км), высокая коррозионная активность грунта, низкое интегральное переходное сопротивление изоляции (менее 500 Ом/м²), обнаружение коррозионных дефектов при внутритрубной диагностике, признаки охрупчивания металла, наличие трещин в пределах 5 км (при шурфовых обследованиях), а также случаи разрывов трубопровода в радиусе 5 км.

Рекомендуемая периодичность обследований газопровода, подверженного КРП: внутритрубная диагностика – каждые 5-7 лет; диагностика методом магнитной локации (контроль изоляции, напряженного состояния, активности грунта) – не реже 1 раза в 7 лет, электрометрические измерения (эффективность ЭХЗ) – дважды в год; шурфовые обследования – по результатам внутритрубной диагностики и магнитной локации; экспертиза промышленной безопасности – каждые 10 лет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареева О.А., Ямилев М.З., Лягов А.В., Климов П.В. Повышение безопасности эксплуатации трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию. Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 2. С. 58-61.
2. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования // Инженерная практика. 2010. № 6. С. 16-25.
3. Климов П.В. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на магистральных газопроводах, автореф. дисс. ... докт. техн. наук. – Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов, 2012. – 46 с.
4. Климов П.В., Гумеров А.К., Кунафин Р.Н. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на примере магистральных газопроводов Средняя Азия-Центр. – СПб: Издательство «Недра», 2011. 228 с.
5. Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промысловых трубопроводов. – М.: Газпром нефть, 2010. С. 6.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ОСНОВЕ МЕТОДА DEA

*А.А. Афиногентов
СамГТУ, Самара*

Эксплуатация МН по планам-графикам перекачки в течение месяца осуществляется на нескольких технологических режимах, каждый из которых характеризуется своей пропускной способностью и определяется комбинациями включенных насосных агрегатов на нефтеперекачивающих станциях (НПС). Основными показателями эффективности режима работы МН являются удельные затраты электроэнергии ($E_{уд}$, [кВт·ч/т]) и производительность перекачки (Q , [м³/ч]), а в качестве дополнительного параметра, характеризующего эффективность использования основного оборудования рассматривается текущая (суммарная) наработка насосных агрегатов ($T_{МНА}$, [ч]) [1, 2].

В работе предложена методика определения оптимальных технологических режимов работы магистрального нефтепровода (МН) на основе метода анализа оболочки данных (DEA). Представлены две модели: базовая двухпараметрическая и расширенная трехпараметрическая с учетом времени наработки насосных агрегатов.

Методика расчета оценок эффективности режимов работы МН на основе метода DEA приведена в работе [2]. Метод DEA основан на построении границы эффективности, образуемой наилучшими объектами сравнения. Для каждого оцениваемого объекта метод позволяет определить: весовые коэффициенты для входных и выходных параметров, относительную эффективность как расстояние до границы эффективности и референтные оценки для неэффективных режимов.

Базовая математическая модель оценки эффективности объектов сравнения метода DEA (CCR модель) предложена *Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E.* [3, 4] и представляет взвешенное соотношение между векторами выходных $Y = (y_j), j = \overline{1, J}$ и входных $X = (x_i), i = \overline{1, H}$ параметров с весовыми коэффициентами $u_j, j = \overline{1, J}$ и $v_i, i = \overline{1, H}$ для каждого из выходов $y_j, j = \overline{1, J}$ и входов $x_i, i = \overline{1, H}$ многомерного объекта сравнения.

В работе рассматриваются две модели для расчета сравнительных оценок эффективности режимов работы МН. Модель 1 (базовая двухпараметрическая) с одним входным параметром (X_1) - $E_{уд}$ (минимизируемый), и одним выходным параметром (Y_1) - Q (максимизируемый). Модель 2 (расширенная трехпараметрическая): входные параметры (X_1, X_2) - $E_{уд}, T_{МНА}$ (минимизация) и один выходной параметр (Y_1) - Q .

Подход DEA позволяет выполнить анализ значимости факторов (X и Y) по значениям весовых коэффициентов.

Исходные данные и результаты расчетов оценок эффективности по моделям 1 и 2 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Сравнительный анализ эффективности технологических режимов

Номер режима	Q, [м³/ч]	Е _{уд} , [кВт·ч/т]	Т _{мн} , [ч]	Эффективность Модель 1	Эффективность Модель 2	Δ, %
4	6150	3,46	2850	0,9771	0,9453	-3,3%
7	6675	3,79	1520	1,0000	1,0000	0,0%
11	8075	5,41	4120	0,9634	0,8247	-14,4%
14	8950	6,11	4780	0,7329	0,5836	-20,4%
16	9575	6,51	3250	0,8897	0,8612	-3,2%

Анализ результатов показывает, что введение параметра текущей наработки увеличивает дискриминационную способность модели на 18-22%. Наибольшее влияние на итоговую оценку оказывает параметр Е_{уд} (45-50%). Параметр Т_{мн} вносит дополнительный вклад 25-30% в общую оценку.

Предложенный подход позволяет определить оптимальный режим работы МН, демонстрирующий наилучшие показатели по всем критериям: производительность, удельные энергозатраты, наработка насосных агрегатов.

Предложенная методика позволяет формировать карты оптимальных режимов с учетом многокритериальной оценки эффективности и может быть использована для планирования эксплуатации МН с минимизацией рисков отказов оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ревель-Муроз П.А. Методика оценки энергоэффективности объектов действующих магистральных нефтепроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2017.
2. Афиногентов А.А., Багдасарова Ю.А., Лещенко А.А., Лихошерстов Д.Г., Фан И.А. Метод определения наилучшего технологического режима работы магистрального нефтепровода // Ашировские чтения. 2019. Т. 1. № 1 (11).
3. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E. Measuring the efficiency of decision-making units // European Journal of Operation Research, 1978.
4. Chen Y., Du J. Super-Efficiency in Data Envelopment Analysis // International Series in Operations Research & Management Science, 2015.

ПРИМЕНЕНИЕ КВАНТОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ

Ахмат Махамат Ахмат

РУДН, г. Москва

Утечка подземных коммуникаций – это серьёзная проблема, с которой сталкиваются инженеры. Она ведёт как к экономическим, так и к экологическим проблемам. При возникновении такой утечки необходимо как можно скорее выявить её и устранить. В настоящее время существует множество методов обнаружения утечек в подземных коммуникациях: от старых традиционных, таких как испытание гидростатическим давлением, тепловизионная диагностика, геофизические методы и т. д., до новых современных, таких как лазерные и инфракрасные детекторы, использование IoT и квантовая гравиметрия.[1] Мы считаем самым перспективным методом квантовую гравиметрию, поэтому проведём исследование этого метода и выявим его особенности, преимущества и перспективы развития [2].

Квантовая гравиметрия — это инновационная технология для измерения гравитационного поля Земли с очень большой точностью. Принцип работы основан на использовании квантовых эффектов в очень холодных атомах. В плотных скоплениях атомов, охлаждённых до температур, близких к абсолютному нулю, лазеры создают состояние, похожее на интерферометр. Колебания гравитационного поля, возникающие, например, из-за протечек жидкости в подземных трубопроводах, влияют на то, как эти атомы движутся, и это фиксируется прибором. Технические характеристики включают абсолютную точность до девятого знака после запятой и способность обнаруживать аномалии в диапазоне нескольких десятков микро-Галь [3].

В процессе дальнейшего развития квантового зондирования эта технология произведёт революцию в нефтегазовой промышленности. Благодаря этой технологии можно получать высокоточные данные в режиме реального времени, что способствует быстрому выявлению и устранению возникающих проблем.

В основе подповерхностного квантового зондирования лежат несколько фундаментальных принципов, основанных на квантовой механике. Эти принципы позволяют создавать датчики, превосходящие по своим возможностям классические аналоги (квантовая суперпозиция, квантовая запутанность, квантовые измерения). Существует множество типов квантовых датчиков для применения в недрах земли: атомные часы и гравиметры, азотно-вакансионные (АВ) центры в алмазе, квантовые источники и детекторы света, сверхпроводящие квантовые интерферометры [3].

Квантовая гравиметрия демонстрирует ряд значительных преимуществ при обнаружении утечек в подземных коммуникациях. Прежде всего, метод отличается неинвазивным характером — технология не требует проведения земляных работ или установки дополнительного оборудования на трубопроводах, что особенно актуально при обследовании городской инфраструктуры.

Особую ценность представляет высокая чувствительность метода, способного выявлять даже минимальные утечки объёмом от 50–100 литров в сутки. Технология универсальна в применении и может использоваться в различных условиях местности, при этом оставаясь экологически безопасной для окружающей среды. Точность измерений обеспечивается благодаря использованию передовых квантовых технологий, гарантирующих достоверность получаемых данных.[3]

Метод имеет ряд существенных ограничений, связанных с зависимостью от геологических условий. Неоднородность грунта и наличие подземных сооружений создают помехи, требующие сложной обработки данных с помощью математического моделирования и систем искусственного интеллекта.

Значительное препятствие для широкого применения технологии составляет высокая стоимость оборудования и обслуживания, а также необходимость привлечения высококвалифицированного персонала. Эксплуатация системы требует создания специальных условий, что существенно ограничивает возможности практического использования метода при обнаружении утечек.

В ходе настоящего исследования был проведен комплексный анализ возможностей применения квантовой гравиметрии для обнаружения утечек в подземных коммуникациях. Основное внимание было уделено изучению принципов работы технологии, её технических характеристик и потенциальных возможностей.

Перспективность дальнейших исследований обусловлена значительным потенциалом квантовой гравиметрии как инновационного метода обнаружения утечек. Развитие технологии может привести к созданию более компактных и доступных измерительных систем, способных работать в реальном времени.

Важным направлением будущих исследований является совершенствование алгоритмов обработки данных и снижение зависимости от геологических условий. Перспективным представляется также интеграция квантовой гравиметрии с другими современными технологиями мониторинга подземных коммуникаций.

Результаты исследования показывают, что квантовая гравиметрия может стать революционным инструментом в области диагностики подземных коммуникаций. При дальнейшем развитии технологии возможно создание высокоэффективных систем раннего обнаружения утечек, способных работать в автоматическом режиме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бердник, А. Г. Особенности организации непрерывного мониторинга магистральных газопроводов для снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций / А. Г. Бердник, М. М. Бердник // Технологии гражданской безопасности. – 2025. – Т. 22, № 2(84). – С. 86-95. – EDN KERZHX.
2. Обнаружение подземных утечек в век квантовых технологий / NSSN // NSSN [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nssn.org.au/news/2020/8/18/underground-leak-detection-in-the-century-of-quantum-technology/> (дата обращения: 13.10.2025).

БИОДЕСТРУКЦИЯ И ФИТОТОКСИЧНОСТЬ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ГРУНТОВ

Ю.А. Багдасарова

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Проблема очистки и рекультивации нефтезагрязненных почв продолжает оставаться актуальной. Существует большое количество механических, физических и химических технологий воздействия на грунт, но с экологической точки зрения преимущественными являются методы биодеструкции с использованием разнообразных биопрепаратов, обеспечивающих естественное разложение углеводов. Существует широкий ряд препаратов-нефтедеструкторов: «Ленойл», «Гумиком», «Путидойл», «Деворойл», «Родер», «Биоприн», «Экойл» и многие другие, в составе которых могут быть гуминовые кислоты, штаммы бактерий и дрожжей природного происхождения и искусственно выращенные.

В ходе эксперимента были проверены 3 препарата на модельных образцах нефтезагрязненных почв, характерных для Самарского региона, а именно: песчаные, глинистые, иловатые, торфяные. В качестве нефтедеструкторов были выбраны препараты «Ленойл» и «Гумиком», а также торф. Выбор препаратов обусловлен в первую очередь их доступностью. Торф выбран в качестве сравнительного агента. В качестве нефтяного загрязнения использовали высокосернистую нефть средней плотности, которая вносилась в грунтовую пробу для создания концентрации углеводов в 5% и 15% от общей массы навески. Биопрепараты вносились в нефтезагрязненный грунт также с разным содержанием в зависимости от концентрации загрязнения. Лабораторный эксперимент по изучению биodeградации нефтяных загрязнений проводился на протяжении 8 недель.

Лучшие результаты по очистке почв от нефтезагрязнений были получены для торфяных типов почв. Данный результат может быть объяснен содержанием в исходном образце естественных гуминовых кислот, способствующих ускорению процесса. Худшие результаты выявлены при очистке глинистых почв, что главным образом обуславливается их структурой и сильно связанным состоянием частиц. Средние значения результатов обнаружены в песчаных и илистых типах почв. Рассматриваемые препараты-нефтедеструкторы, такие как «Ленойл» и «Гумиком» проявили себя по-разному. Так, для очистки песчаных и иловатых почв рационально использовать «Ленойл», для глинистых – «Гумиком». При очистке торфяных типов почв все рассматриваемые биодеструкторы в среднем проявили себя одинаково. Привлекает внимание нефтедеструкционная способность торфа к очистке ему же подобных типов нефтезагрязненных почв.

При исследовании уровня экологической опасности загрязнителей окружающей среды весьма оправдано исследование их фитотоксичности.

В эксперименте в качестве растительных тест-объектов для исследования фитотоксичности нефтесодержащих почв выступали: кресс-салат (лат. *Lepidium sativum*), кабачок (лат. *Cucurbita pepo* var. *cylindrica*), баклажан (лат. *Solanum melongéna*). Данные растения являются организмами с хорошо изученной биологией, они показывают хороший процент всхожести и быстрый темп роста семян и длины побегов, что делает их наиболее подходящими для определения фитотоксичности среды.

В результате проведенных исследований методом биотестирования был определен процент прорастания семян в нефтесодержащих почвах с различной концентрацией нефтепродуктов, а также в присутствии биопрепаратов «Ленойл», «Гумиком» и торфа. В присутствии биопрепарата процент всхожести семян возрастает у большинства исследуемых образцов, что доказывает снижение фитотоксичности нефтезагрязненных почв, обработанных биопрепаратами. При этом стоит выделить препарат «Ленойл», который наилучшим образом проявил себя для очистки песчаных, иловатых и торфяных типов почв.

В целом нужно сделать вывод, что при выборе биопрепарата для рекультивационных мероприятий в конкретном месте желательно провести экспериментальные исследования сравнительной эффективности разных нефтедеструкторов, так как на результат существенное значение оказывают тип почв, химический состав и структура грунта, его влагоемкость, pH, температура окружающей среды, природный состав почвенного биогеоценоза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Амосова А.А. Оценка эффективности биопрепарата «Ленойл-СХП» при обезвреживании грунтов, загрязненных нефтепродуктами [Текст] / Амосова А.А., Амосов Е.А., Арабская В.В. - Сборник материалов XL Международной научно-практической конференции «Приоритетные научные направления: от теории к практике». – Новосибирск, 2017.
1. Арабская В.В. Биологическая очистка почвы от нефтезагрязнений [Текст] / Магистерская диссертация. – Самара, СамГТУ, 2019.
2. Васильев А.В. Анализ особенностей и практические результаты экологического мониторинга загрязнения почвы нефтесодержащими отходами [Текст] / А.В. Васильев, Д.Е. Быков, А.А. Пименов - Самара, СамГТУ, 2014.
3. Киреева Н.А. Комплексное биотестирование нефтезагрязненных почв [Текст] / Н.А. Киреева, Т.Р. Кабиров, И.Е. Дубовик. - Теоретическая и прикладная экология. №1. - 2007.
4. Соколов С.Н. Влияние биопрепаратов на снижение остаточной концентрации углеводородов нефти в почве [Текст] / Соколов С.Н., Хадаев И.Р. – Международный научно-исследовательский журнал. – № 06 (60). Часть 2. – 2017.
5. Рогозина Е.А. Сравнительная характеристика отечественных биопрепаратов, предлагаемых для очистки почв и грунтов от загрязнения нефтью и нефтепродуктами [Текст] / Е.А. Рогозина, О.А. Андреева, С.И. Жаркова, Д.А. Мартынова. – Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Т.5 - №3. – 2010.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ ПУТЁМ СОЗДАНИЯ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИМ ОБОРУДОВАНИЕМ

А.Е. Баринев, ИХТИ УГНТУ в г. Стерлитамаке

В настоящее время основным способом транспортировки сырья на заводы, выпускающие продукцию переработки нефти и нефтепродуктов, является транспортировка сырья по магистральным трубопроводам. Аварийные ситуации при транспортировке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам приводят к полному или частичному прекращению процесса транспортировки, нарушают безопасный технологический режим нефтепромыслов и нефтеперерабатывающих заводов, увеличивают производственные затраты [1,2].

Как объект управления магистральный трубопровод можно представить, как сложную систему с перестраиваемой структурой и изменяющимися параметрами (рисунок 1).

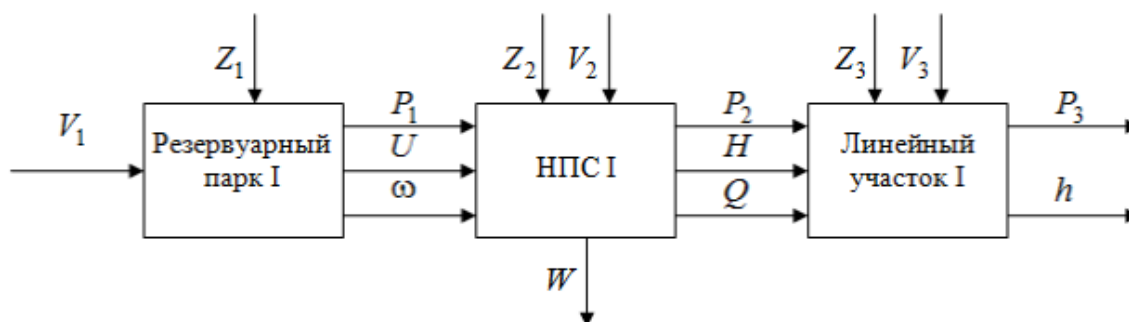


Рисунок 1 – Структурная схема технологического участка магистрального трубопровода

Z – факторы, влияющие на технологический процесс (климатические условия, состояние оборудования), U – команды на включение/отключение насосных агрегатов на НПС, ω – частота вращения насосов на НПС, V – команды на открытие/закрытие задвижек на линейной части, Y – физико-химические свойства транспортируемой нефти, Q – производительность насоса, H – напор, W – потребляемая электроэнергия, h – потери напора на линейной части, P – давление в трубопроводе

На существующих системах управления магистральными трубопроводами реализовано управление давлением путём дросселирования, которое заключается в управлении давлением в трубопроводе открытием запорной арматуры системы регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях на заданный угол [2].

Достоинства способа:

- простота реализации;
- низкая стоимость;
- возможность плавного регулирования в широком диапазоне.

Недостатки:

- низкий КПД, связанный с большим потреблением энергии электродвигателя.

Поскольку существующая система управления магистральным нефтепроводом, основанная на поддержании заданного расхода жидкости и напора путём дросселирования снижает КПД магистральных агрегатов, необходимо использовать частотно-регулируемый электропривод [3,4].

Также такой способ управления при выборе числа работающих агрегатов, электродвигатель которых работает на номинальной частоте вращения, является ступенчатым, где не всегда возможно обеспечить заданный уровень давления в магистральном трубопроводе, что может создать аварийную ситуацию [5].

В статье [6, 7] авторы приводят доказательства необходимости создания частотно-регулируемого электропривода.

Для увеличения КПД электродвигателя и расширения диапазона плавного регулирования давления необходимо создать адаптивную систему управления.

Адаптивная система управления обеспечивает ряд ключевых преимуществ, среди которых можно выделить оптимизацию процессов, снижение энергозатрат, улучшение контроля над технологическими режимами и уменьшение риска возникновения аварийных ситуаций. Использование алгоритмов адаптивного управления позволяет выбрать для заданного режима число агрегатов в работе, напор на выходе НПС и заданный расход.

Одним из способов, обеспечивающих адаптивное управление является управление на основе MRAS-управления [8]. Этот подход позволяет адаптивно настраивать параметры управления в реальном времени в ответ на изменения в характеристиках системы.

Принцип работы MRAS основан на сравнении рабочего состояния управляемой системы с эталонной моделью, т.е. адаптации системы по задающим модели. Основными компонентами MRAS являются: объект управления, эталонная модель, настраиваемая модель и адаптивный механизм, вычисляющий параметры управления на основе ошибок, вычисленных между моделью и управляемой системой.

На рисунке 2 представлена структурная схема адаптивного управления электродвигателем.

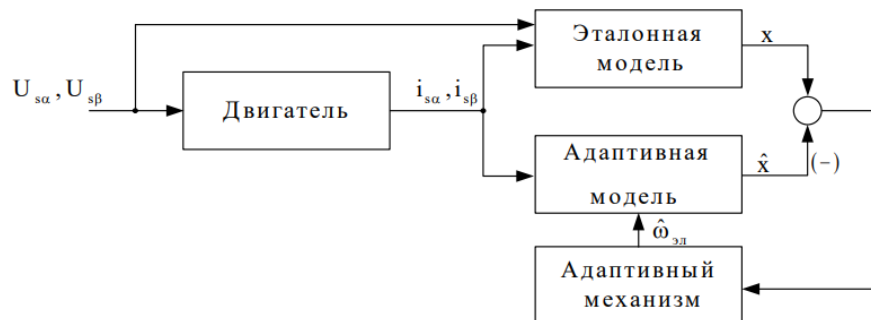


Рисунок 2 – Структурная схема адаптивного управления нефтеперекачивающим оборудованием

Внедрение адаптивного управления требует тщательной проработки вопросов функционирования и обслуживания, а также обеспечения соответствия всем стандартам безопасности. Применение адаптивных технологий в управлении также открывает большие возможности для дальнейших исследований в области автоматизации процессов, позволяя вывести отрасль на новый уровень.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов.—Уфа : ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001. — 544 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти. Том 1 / Г.Г. Васильев, А.А. Коршак, М.В. Лурье [и др.]. — МОСКВА : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. — 407 с. — ISBN 5-8365-0118-1.
3. Куликов, А. С., Мызников, М. О. ОЦЕНКА ОПТИМАЛЬНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ [Текст] / А. С. Куликов, М. О. Мызников // Динамика систем, механизмов и машин. — 2014. — № 1. — С. 298-302.
4. Шалай, В. В. Вычислительная система расчета и оптимизации технологических режимов работы многоветочных нефтепроводов и тепловых сетей крупного города [Текст] / В. В. Шалай // Открытое образование. — 2011. — № 2. — С. 248-251.
5. Богданов, Р. М. Программный комплекс для моделирования работы магистральных трубопроводов [Текст] / Р. М. Богданов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал.. — 2014. — № 1. — С. 166-177.
6. Погодаев, Б. А. Транспортировка энергии с минимальными потерями по России [текст] / Б. А. Погодаев // транспорт и хранение углеводородов Тезисы докладов IV Международной научно-технической конференции молодых учёных. Омск, 2023. — 2023. — № 1. — С. 42-44.
7. Шалай В.В., Мызников М.О., Гильдебрандт М.И., Гриневич В.А. Выбор режимов и регулирование давления при перекачке нефти и нефтепродуктов для экономии электроэнергии [Текст] / Шалай В.В., Мызников М.О., Гильдебрандт М.И., Гриневич В.А. // Омский научный вестник. Серия авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение Учредители: Омский государственный технический университет. — 2022. — № Том 6, номер 1. — С. 29-34
8. Котин Д.А., Панкратов В.В. Методика синтеза адаптивных алгоритмов «бездатчикового» векторного управления асинхронным электроприводом // Электротехника, электромеханика и электротехнологии. Материалы третьей научно-технической конференции с международным участием / под ред. В.В. Панкратова. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. — С. 51–57.

**ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННОЙ
ИНФРАСТРУКТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЦЕССА
ЦИФРОВОЙ (SMART) СЕРТИФИКАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*С.И. Вьюнов, А.Н. Шарыпов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Одним из путей цифровизации системы оценки соответствия продукции ПАО «Транснефть» является автоматизация процедуры проверки соблюдения производителями требований нормативно-технических документов. Планируется введение системы цифровой сертификации (SMART-сертификация), предусматривающей разработку нормативных и технических документов, в XML-формате, их заполнение и последующий автоматизированный контроль (SMART-анализ). Для внедрения SMART-сертификации потребуется специализированное программное обеспечение и компоненты информационных систем, предназначенные для работы с электронной нормативной и технической документацией.

Для реализации требуемой концепции наиболее оптимально подходят такие корпоративные информационные системы, как информационная система управления нормативной документацией (далее – ИСУНД) и автоматизированная система управления процессами оценки соответствия основных видов продукции (далее – АСУ ОВП).

В процессе модернизации ИСУНД выполняется создание подсистемы цифровой сертификации (далее – ПЦС). ПЦС включает в себя модули, выполняющие функцию:

1. Разработки шаблонов SMART-версий технической документации, предназначенный для формирования, модификации, сохранения и отслеживания версий указанных шаблонов в формате XML.

2. Проведения SMART-анализа технической документации, выполняющий проверку документации производителей на предмет соответствия требованиям нормативных документов ПАО «Транснефть», в целях включения/ продления срока нахождения в Реестре основных видов продукции.

Формирование SMART-версий технической документации осуществляется путем выбора подходящего шаблона из существующего перечня и последующего внесения необходимых исправлений или дополнений. Эта деятельность будет выполняться в специализированном редакторе документов АСУ ОВП предназначенной для обработки и хранения электронных шаблонов. Для перемещения шаблонов SMART-документации из ИСУНД в АСУ ОВП и публикации их на открытом веб-ресурсе для заполнения заявителем реализован механизм двунаправленного информационного обмена между двумя системами. Готовые документы также будут передаваться обратно из АСУ ОВП в ИСУНД аналогичным способом. Ключевым требованием для успешной реализации SMART-сертификации служит соблюдение разработанных в ИСУНД и

заполняемых в АСУ ОВП шаблонов стандарта ПНСТ 864-2023 «Умные (SMART) стандарты. Основные положения». Механизм взаимодействия ИСУНД и АСУ ОВП иллюстрируется на рисунке 1.

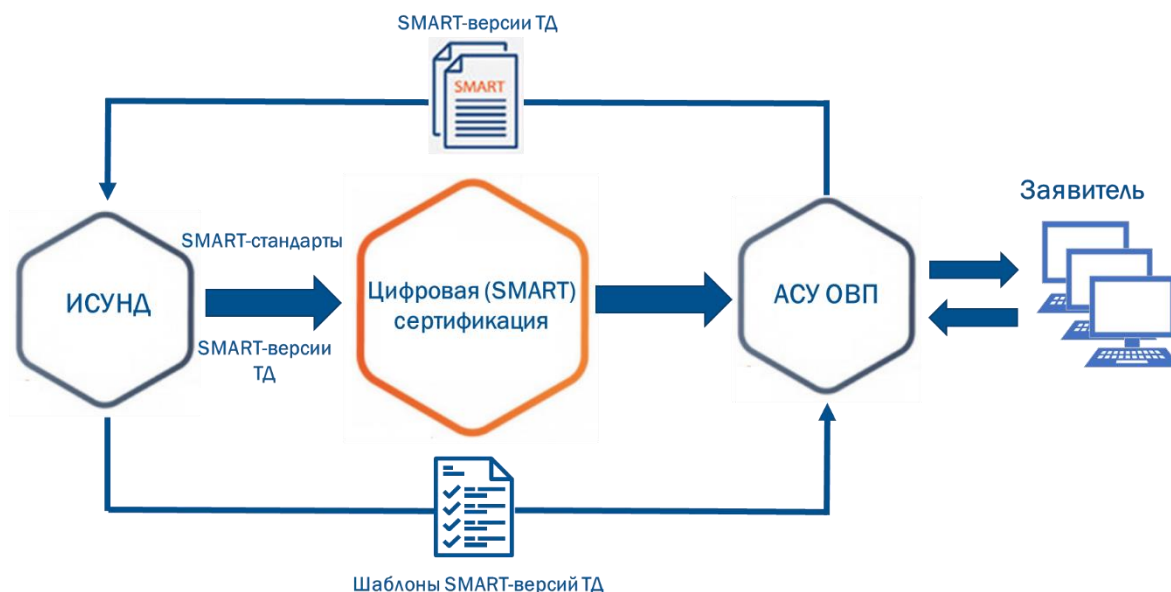


Рисунок 1 – Интеграция ИСУНД с АСУ ОВП

Для функционирования и успешной передачи данных между модернизируемыми информационными системами, необходимы следующие компоненты и условия, такие как: совместимость форматов данных, протоколы передачи данных, интерфейсы взаимодействия, механизмы аутентификации и авторизации, управление версиями и контроль изменений и т.д.

Разработка вышеуказанного программного обеспечения позволит создавать нормативную и техническую документацию в XML-формате, что послужит основой для реализации процесса SMART-сертификации.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПЕРЕТОКА ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ

Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа

Вопрос определения максимальной производительности дыхательной арматуры резервуаров типа РВС обстоит несколько сложнее чем кажется на первый взгляд. Согласно ОР-23.020.00-КТН-079-14 Расчет емкости (полезной) для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные группы" расчетная производительность опорожнения/заполнения $Q_{0/з}$ каждого резервуара определяется исходя из количества эксплуатирующихся резервуаров в группе

$$Q_{0/з} = (Q_1 + \dots + Q_i) \quad (a)$$

где $Q_1, \dots, Q_i$ – максимальная пропускная способность каждого отводящего технологического трубопровода от данной группы резервуаров, в соответствии с картами технологических режимов работы.

При этом максимально-допустимая производительность налива/откачки определяется уравнением

$$Q_{\text{МАКС.ДОП}} = 0,85 \cdot \sum Q_{\text{КЛ}} \quad (2)$$

где $\sum Q_{\text{КЛ}}$ – суммарная пропускная способность дыхательных клапанов, установленных на резервуаре, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Согласно ГОСТ 31385-2023 производительность дыхательной арматуры определяется уравнением

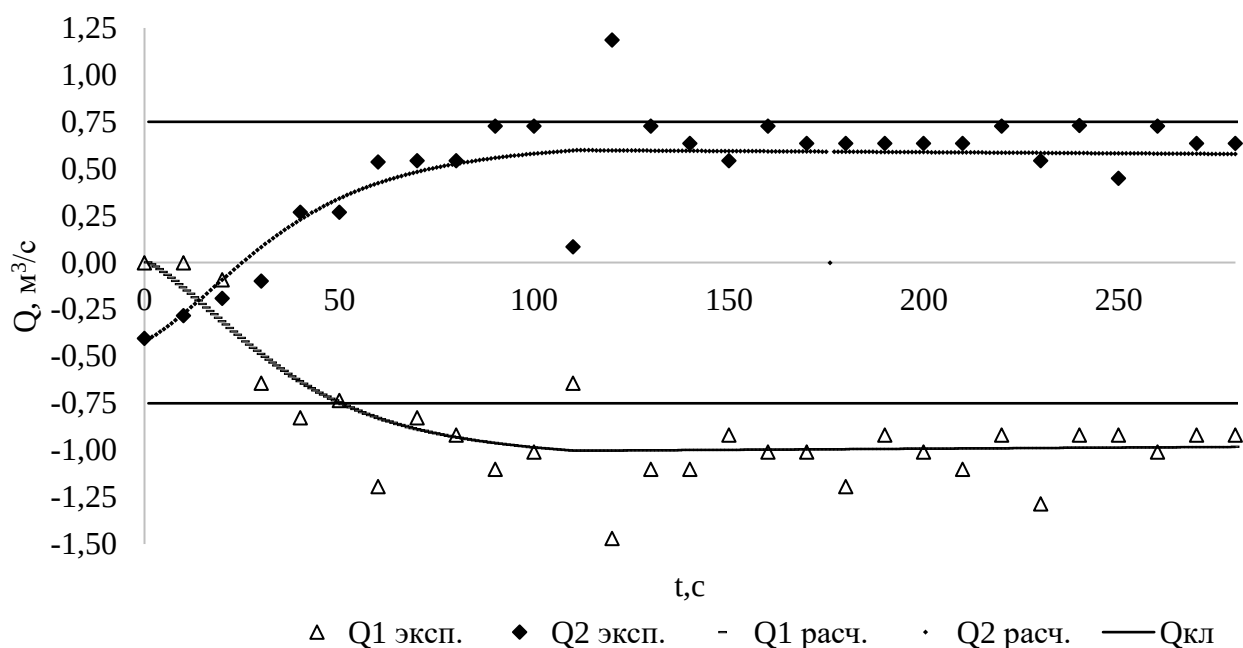
$$Q_{\text{кл}} = 2,71 \cdot M_1 + 0,026 \cdot V, \quad (3)$$

где M_1 – производительность налива продукта в резервуар, $\text{м}^3/\text{ч}$;

V – полный объем резервуара, включая объем газового пространства (ГП) под стационарной крышей, м^3 .

На первый взгляд подставляя формулу (3) в формулу (2) обеспечивается достаточный запас по пропускной способности между формулу (1) и формулу (2), но при этом не указано, что максимальная пропускная способность каждого отводящего трубопровода в ф.(1) может быть превышена до 5 раз в результате перетока при переключении резервуаров, как это было исследовано в работе [1]. Также не учитывается, что скорость движения понтона и ПК ограничивается как правило 6 м/час после всплытия и 1 до всплытия понтона/ПК, что существенно сокращает допустимую скорость закачки/откачки в резервуар.

Для определения фактической производительности закачки/откачки с учетом перетока при переключении резервуаров, авторами была разработана программа для ЭВМ, учитывающая время и степень срабатывания задвижек при переключении резервуаров с учетом перетока. Для корректного расчета внедрен учет испаряемости нефти/нефтепродукта при расчете давления возникающего в ГП резервуара. Выполнено сравнение данных расчета в программе для ЭВМ с опытными данными на Рисунке 1 [3]. Получена удовлетворительная сходимость между опытными точками и расчетной зависимостью.



*Положительная производительность означает закачку в резервуар, отрицательная – откачку
 Рисунок 1 – Данные расчёта производительностей откачки/ закачки в резервуарах в процессе переключения по данным опыта №1 в программе для ЭВМ в виде графика

На рисунке 1 видно, что производительность откачки, превышает допустимую производительность дыхательной арматуры в условиях опыта в 1976 году на резервуарах высотой 12 м [3]. При этом для современных резервуаров высотой 18 м, это превышение будет значительнее, так как разница уровней налива между полным и порожним резервуаром увеличивается [1]. Также следует отметить, что, принимая за расчетную производительность налива/откачки, производительность с учетом перетока, значения производительности дыхательной арматуры по формуле (3) будут значительно больше необходимых, что повлечет излишние капитальные затраты на установку дыхательной арматуры. Таким образом рекомендуется осуществлять расчет производительности дыхательной арматуры по предложенной программе для ЭВМ [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареев, М. М. Оценка безопасности эксплуатации резервуарного парка нефтеперекачивающих станций при использовании схемы "через резервуары" с учетом явления перетока / М. М. Гареев, Р. Р. Габдинуров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 3. – С. 54-63. – DOI 10.24411/0131-4270-2020-10310.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021616646 Российская Федерация. Расчёт производительности откачки/закачки в резервуары типа РВС с учетом перетока при переключении задвижек : № 2021615397 : заявл. 12.04.2021 : опубл. 23.04.2021
3. Гареев М.М. Расчет производительности и дыхательной арматуры нефтяных резервуаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1976. № 12. С. 34

СИСТЕМА УПРАВЛЯЕМОГО МИКРОДОЗИРОВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОКЛАДКИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

М.Ш. Гаджиев
УГНТУ, г. Уфа

Метод наклонно-направленного бурения (ННБ) активно применяется при сооружении подземных трубопроводов в условиях плотной городской застройки и при пересечении естественных преград. Основными проблемами при выполнении буровых работ являются нестабильность стенок пилотной скважины, перерасход бурового раствора, а также отклонения траектории буровой головки при изменении геологических условий. Возникающие при этом нештатные ситуации (обрушения стенок, выход раствора на поверхность, заклинивание инструмента) приводят к увеличению сроков строительства и повышению себестоимости объекта [1].

Одним из ключевых факторов, влияющих на устойчивость пилотной скважины, является поддержание оптимальных параметров бурового раствора: его плотности, вязкости и фильтрационных свойств. В традиционных установках эти параметры регулируются на поверхности, что не позволяет оперативно реагировать на локальные изменения грунта в зоне действия буровой головки.

В работе предложено новое техническое решение – система управляемого микродозирования бурового раствора, обеспечивающая автоматическую корректировку его состава непосредственно в зоне бурения. Предлагаемая система включает модуль датчиков давления, осевой нагрузки и вибрации, установленных вблизи буровой головки, а также компактный дозирующий блок, соединённый с магистралью подачи реагентов. Система автоматически определяет изменение механического сопротивления грунта и регулирует подачу бентонитового или полимерного концентрата, стабилизируя плотность и вязкость раствора.

Алгоритм работы системы реализован по принципу замкнутого цикла регулирования: полученные данные передаются на контроллер установки ННБ, где анализируются в реальном времени. При отклонении параметров от расчётных предусматривается корректировка дозирования добавок, что предотвращает снижение несущей способности бурового раствора и разуплотнение стенок бурового канала.

Применение системы управляемого микродозирования позволит прогнозировать уменьшение отклонения траектории пилотной скважины до 20–25 %, снизить расход бурового раствора на 15–18 %, а также практически исключить

случаи выхода раствора на поверхность. Дополнительным эффектом является сокращение времени на корректирующие операции и повышение точности выхода буровой головки в проектную точку.

Таким образом, внедрение системы управляемого микродозирования бурового раствора позволит повысить надёжность и точность прокладки подземных трубопроводов методом наклонно-направленного бурения, обеспечить снижение материальных затрат и минимизацию экологических рисков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев А.В., Бойко В.С. Повышение точности наклонно-направленного бурения за счет оптимизации реологических характеристик бурового раствора // Строительство уникальных зданий и сооружений. — 2016. — № 12 (51). — С. 7-20.
2. Салаватов М.В. Современные методы регулирования реологией бурового раствора // Аллея науки. 2023. Т. 1. № 4 (79). С. 358-361.
3. Рыжов Е.В., Халимов Р.А. Автоматизация приготовления и контроля буровых растворов при строительстве скважин различного назначения // Бурение и нефть. — 2019. — № 1. — С. 45-50.
4. Спектор Ю.И., Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов способом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие. — Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. — 203 с.

КОРРОЗИОННЫЕ УГРОЗЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ СТАЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ

*Н.Н. Глазов, А.В. Гончаров, А.В. Валюшок
ООО «НИИ Транснефть»*

Протяженность морских границ России составляет 39000 км. Запасы углеводородного сырья на Российском шельфе соизмеримы с разведанными на материке. Сегодня, вследствие санкционного давления и перекрытия трубопроводных транспортных коридоров в Европу, морской транспорт обеспечивает основную экспортную выручку. Особая экономическая и политическая значимость морских проектов переводит их в ранг стратегических для РФ, что обеспечивает Правительственную поддержку программ по модернизации существующей и развитию новой береговой инфраструктуры, причальных и перевалочных комплексов.

Морские сооружения нефтегазового комплекса представляют собой конструкции большой металлоемкости, связанные, как правило, единым технологическим циклом. При проектировании таких сооружений обычно закладывается длительный срок эксплуатации (30 и более лет), который обеспечивается комплексом технических решений, включая защиту от коррозии. Все элементы морских сооружений и технологических систем должны обладать повышенной надежностью, это обусловлено сложностью их обслуживания и ремонта, а также ограничением возможности проведения работ, связанных с погодными условиями. Условия эксплуатации стальных конструкций нефтегазового комплекса в зависимости от акватории расположения сильно разнятся по климатическим параметрам, волновому и ледовому воздействию, коррозионной агрессивности внешней среды, что вынуждает искать оптимальные технические решения по противокоррозионной защите (ПКЗ) с учетом существующих коррозионных угроз, характерных для конкретной акватории. В докладе рассмотрены факторы, влияющие на степень коррозионных угроз и представлена их взаимосвязь.

Для стальных морских сооружений давно закрепилось деление на зоны коррозионного влияния при эксплуатации: атмосферная, подводная, а также переходная – зона периодического смачивания. Представлены результаты анализа факторов, предопределяющих коррозионные угрозы для каждой из указанных зон. Поскольку для подводной зоны характерна электрохимическая коррозия с кислородной деполяризацией, то в докладе рассмотрены факторы, влияющие на концентрацию растворенного в морской воде кислорода. Рассмотрено влияние на коррозионные процессы обрастания поверхности стальных сооружений морскими био-организмами и появление солевого катодного осадка.

В докладе приводятся сведения о сезонном изменении климатических факторов морей России, сделана попытка ранжировать акватории по степени коррозионных угроз. Отмечается, что широкий диапазон сезонных изменений рассматриваемых параметров и длительный период их стабилизации, обуславливает необходимость консервативного подхода при разработке

технических решений по системе противокоррозионной защите. Например, снижение общего солесодержания акватории в следствии ее разбавления весенними паводковыми пресными водами может негативно сказаться на общей площади сооружения, обеспеченной нормативной защищенностью. Поэтому, игнорирование при проектировании системы ПКЗ даже короткого периода с высокой степенью любой коррозионной угрозы является недопустимым.

К факторам коррозионных угроз, связанных с конструкцией самого морского сооружения, относятся материал сооружения, его конфигурация, заглубление, в т.ч. в грунт, а также эффективность системы противокоррозионной защиты. В докладе рассматриваются особенности конфигурации морских сооружений (берегоукрепительные и причальные сооружения, платформы, подводно-добычные комплексы, включая подводные трубопроводы) на количество средств системы электрохимической защиты (ЭХЗ) и их расположение относительно защищаемой конструкции. Приводятся примеры расчетных значений изменения величины защитного потенциала по глубине свайного основания в зависимости от расположения анода относительно сваи в отсутствии и при наличии дефекта защитного покрытия в зоне периодического смачивания. Теоретические расчеты защищенности подкреплены результатами экспериментальной поляризации эксплуатируемого сооружения с элементами, имеющими различное качество защитного покрытия, и влияющими на распределение тока катодной защиты по сооружению, в целом.

Проектный срок службы морских сооружений с позиций коррозии обеспечивается применением коррозионностойких сталей, защитных покрытий, ЭХЗ, а также систем коррозионного мониторинга, как правило, реализуемые проекты по защите от коррозии морских объектов базируются на их сочетании. При эксплуатации морского сооружения необходима периодическая диагностика защищенности элементов и работоспособности системы ЭХЗ, состояния защитного покрытия и технического состояния самого сооружения. Проведение данных работ с помощью водолазов ограничено глубиной погружения, погодными условиями и волновой обстановкой в акватории. Роботы и телеуправляемые аппараты в меньшей степени зависят от погодных условий, но данный вид работ выполняется специализированными организациями с длительным периодом подготовки оборудования, что отражается на стоимости работ.

Трудоемкость и сложность ремонта эксплуатируемого сооружения определяют необходимость учета при проектировании всех факторов коррозионных угроз, применения технических решений, соответствующих условиям эксплуатации, использования средств защиты повышенной надежности и с увеличенным сроком службы, а также высокое качество строительно-монтажных работ, в том числе и в части систем ПКЗ.

О ПЕРСПЕКТИВАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОВЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

Н.Н. Голунов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

В текущих условиях изменения схем логистических потоков транспортировки по магистральным трубопроводам нефти и нефтепродуктов, в первую очередь, моторных топлив – бензинов, керосинов и дизеля, следует уделять существенное внимание вопросам энергоэффективности перекачки.

Основной эксплуатационный элемент магистрального трубопровода – технологический участок (ТУ) – работает в едином гидравлическом режиме и характеризуется такими параметрами, пропускная способность в заданные интервалы времени, последовательность включения/выключения магистральных насосных агрегатов (МНА) на НПС, рабочие и аварийные значения давления в линии всасывания и нагнетания НПС, количество потребляемой электроэнергии на перекачку показатели работоспособности и др.

В процессе проектирования новых или реконструкции существующих магистральных трубопроводов, а также повышения энергоэффективности перекачки при составлении «карты режимов» эксплуатации, т.е. для сокращения затрат электроэнергии на перекачку при сохранении существующей пропускной способности (т.е. при отключении одного или нескольких МНА) или же увеличения пропускной способности (даже при всех работающих МНА) целесообразно рассмотреть возможность применения противотурбулентных присадок (ПТП). Основное преимущество применения ПТП состоит в том, что они снижают величину коэффициента λ гидравлического сопротивления движущегося потока нефти или нефтепродуктов, существенно снижая потребление электроэнергии двигателями, обеспечивающими эксплуатацию насосов. Все ПТП можно поделить на 2 типа исходя из особенностей их механизма действия (поверхностного или объемного) на структуру турбулентного потока.

При транспортировке нефти и нефтепродуктов по ТУ МТ представляется целесообразным рассмотреть вопросы оптимизации режимов перекачки:

- определение экономически оптимальных режимов работы МНА в дневное и ночное время с помощью «симплекс-метода» – метода линейного программирования, который позволяет получить оптимальное решение линейной целевой функции с помощью алгоритма математического перебора вершин моделируемого в пространстве выпуклого многоугольника;

- определение оптимальных концентраций ПТП на каждом отдельном перегоне от НПС до НПС для всего ТУ МТ целиком с помощью метода динамического программирования, при котором целевая функция или ее ограничения нелинейны.

Основная идея состоит в том, что известные имеющиеся результаты экспериментальных исследований ПТП, получаемые на заводах-изготовителях ПТП, предлагается использовать не для физического моделирования процессов в трубопроводах, а определять с их помощью универсальные (инвариантные) коэффициенты. Для конкретных марок ПТП такие коэффициенты являются уникальными. Затем именно определенные экспериментально коэффициенты необходимо применять для расчета коэффициента λ гидравлического сопротивления в усовершенствованной модели турбулентности.

Сложность решения данных оптимизационных задач зависит не только от первоначальных исходных данных и высотно-геометрической конфигурации ТУ МН, а также от физико-химических свойств перекачиваемых углеводородных жидкостей и самих ПТП, их устойчивости к деградации, параметров гидравлического режима, температуры, вязкости, содержания асфальто-смолистых вещества, совокупности взаимодействия перечисленных факторов, которые определяют значительную вариативность «карты режимов».

При решении указанных задач, конечно же, необходимо учитывать и экономические факторы – стоимость ПТП, различные тарифы на потребляемую МНА электроэнергию и особенности их применения в разных регионах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Голунов Н.Н. Развитие научно-методических основ гидравлической теории для технологии перекачки нефти и нефтепродуктов с противотурбулентными присадками: дис. докт. тех. наук. – Уфа, 2024. – 296 с.
2. Голунов Н.Н., Дидковская А.С., Лурье М.В. Оптимальные концентрации противотурбулентной присадки для увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2021. – № 9-10. – С. 38-43.
3. Булыгин А.Л., Голунов Н.Н., Лурье М.В., Штанько Е.О. Способ уменьшения эксплуатационных затрат на перекачку нефти за счет использования противотурбулентной присадки // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1. – С. 57-67.
4. Голунов Н.Н., Лурье М.В. Построение феноменологической теории турбулентности в жидкости с малыми противотурбулентными присадками // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 2. – С. 48–56.
5. Голунов Н.Н. Алгоритм гидравлического расчета технологического участка нефтепровода при использовании противотурбулентной присадки // Территория «Нефтегаз». – 2019. – № 1-2. – С. 94-100.

ДИНАМИКА ПАРАМЕТРОВ ПАРОГАЗОВОЙ СРЕДЫ НА ПЕРЕВАЛЬНОЙ ТОЧКЕ КАК РЕЗУЛЬТАТ ГИДРОАКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

В.В. Горбунков

Омский государственный технический университет, г. Омск

Целью работы является оценка возможности рассмотрения акустических методов исследования параметров парогазовой среды на перевальной точке для повышения эффективности транспортировки жидкости по магистральным нефтепроводам.

Причина появления парогазовой полости – снижение давления ниже уровня парообразования в среде, - переход через точку фазового перехода, в результате которого жидкость существует в обоих состояниях: жидком и в газообразном. На основании кинетической теории жидкостей взаимодействие внешнего давления жидкости и давления паров реализуется на поверхности пузырьков произвольного радиуса внутри жидкости.

Принято предположение, что жидкость в трубопроводе находится только под *роторно*-пульсационным гидроакустическим воздействием [1], полученным за счет пульсаций давления (лопастная частота f_L) в каналах магистрального насоса, который доставляет жидкость в перевальную точку, совпадающую с началом первого самотечного участка в нефтепроводе. Собственные колебания пузырька рассматривались как отклик (реакция) пузырька на колебание давления на бесконечности с небольшим фазовым сдвигом. Колебание радиуса пузырька выражаются уравнением Рэлея-Плассета [2], в котором учтены реологические свойства жидкости, давление насыщенного пара внутри пузырька, начальный радиус зародышевого пузырька и растягивающее пузырек внешнее давление. Результатом гидроакустического воздействия является динамика взаимодействия жидкости и паров, передача энергии в жидкость в виде поверхностной энергии пузырьков, а также работа по преодолению вязкости и в кинетическую энергию прилегающих слоев жидкости.

Важнейшей величиной для динамики пузырька является резонансная частота ω_p , как функцией разности $\Delta p_c = (\bar{p}_\infty - p_v)$ между средним давлением жидкости и давлением паров внутри равновесного радиуса пузырька R_E , а также реологических свойств жидкости. Ее анализ позволяет показать, что при очень малых равновесных радиусах пузырька R_E , порядка 10^{-5} - 10^{-7} м резонансная частота почти не зависит от разности давлений Δp_c , для более крупных пузырьков вязкий член становится пренебрежимо малым и резонансная частота зависит только от перепада давлений.

При рассмотрении практического случая, когда в качестве магистрального нефтяного центробежного насоса используется НМ 1250-260, то при частоте вращения ротора насоса 3000 об/мин и 14-лопаточном рабочем колесе будем полагать, что на перевальную точку *воздействует* (однократное) импульсное

энергетическое воздействие [3] с энергией импульсного давления жидкости порядка 10^3 Па и с лопастной частотой $f_L \approx 700$ Гц (диапазон звуковых волн).

В рассматриваемом случае, когда в качестве рабочего тела выбрана вода, при ее температуре $T \approx 300$ К, поверхностном натяжении $\sigma = 0,0717$ Н/м, динамической вязкости $\nu_L = 0,000863$ Па с, плотности $\rho_L = 996,3$ кг/м³ была получена величина равновесного радиуса пузырька $R_E \approx (10^{-3} - 10^{-4})$ м = 0.67 мм. Величина этого радиуса на основании значения для ω_r дает основание утверждать, что влияние вязкости жидкости пренебрежимо мало, а резонансная частота зависит только от разности давлений Δp_c .

Пузырек, возбужденный на своей резонансной частоте, демонстрирует отклик, амплитуда которого имеет декремент затухания. Поскольку вязкое затухание достаточно мало во многих практических случаях из-за множителя ν_L , стоящего в знаменателе, амплитуда отклика может быть очень большой, что необходимо иметь в виду при рассмотрении рабочих процессов в магистральном трубопроводе.

Предложенная модель поведения пузырька позволяет выделить целый ряд особенностей поведения маловязких жидкостей с учетом временного фактора, а также двухфазных потоков с твердыми частицами, каплями, пузырями и твердыми частицами [4].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кутуков С.Е., Зверев Ф.С., Промтов М.А. и др. Анализ методов физико-механического воздействия для повышения эффективности транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам. // Трубопроводный транспорт – 2024. Том 1. Уфа. УНПЦ «Издат-во УГНТУ» 2024. С. 181-184.
2. Brennen Ch. E. Cavitation and Bubble Dynamics. Oxford University Press 1995 ISBN 0-19-509409-3.
3. Промтов М.А., Сунагатуллин Р.З., Кутуков С.Е., Колиух А.Н., Шеина О.А., Зверев Ф.С., Суховой М.В. Изменение реологических параметров высокопарафинистой нефти при многофакторном воздействии в роторном импульсном аппарате// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 5 (127). С. 76–88.
4. Груздков А.А., Петров Ю.В. Кавитационное разрушение жидкостей с большой и малой вязкостью. Журнал технической физики. 2008, Т.78, вып. 3. С. 6 -10.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ХАРАКТЕР НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАО

*М.Г. Губайдуллин, Т.А. Туробова, Северный (Арктический) федеральный
университет имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск*

Как известно, даже небольшие по интенсивности воздействия на тундровые экосистемы ведут к нарушениям естественного теплового равновесия многолетнемерзлых пород (ММП) и активизации разнообразных криогенных процессов. В результате изменений термодинамических характеристик ММП может произойти, к примеру, деформация инженерных сооружений с последующими аварийными ситуациями, приводящими к разливам нефти и нефтепродуктов. В силу своей специфики эта группа загрязнителей не остается на месте разлива, а распространяются по территории, проникая в почвы и водные системы. Без учета особенностей миграции нефтезагрязнений в условиях Крайнего Севера невозможно достичь высокой эффективности природоохранных мероприятий. Выявление и оценка экологически значимых функций четвертичных отложений, влияющих на характер распространения нефтезагрязнений в верхней части геологической среды (ГС) представляет актуальную научно-практическую задачу.

Четвертичные отложения играют ключевую роль в формировании потенциала устойчивости геологической среды к нефтезагрязнениям. Они выполняют роль геохимических барьеров, представляющих собой участки верхней части ГС, на которых происходит заметное снижение интенсивности миграции нефтезагрязнений. На устойчивость четвертичных отложений к миграции нефтяного загрязнения, кроме литологического состава (сорбционной активности отложений) и глубины сезонно-талого слоя [1, 2], значительное влияние оказывают характер распространения ММП, пораженность территории экзогенными геологическими процессами и приуроченность отложений к конкретному типу местности, отражающему их дренированность и окислительно-восстановительные условия, необходимые для определения подвижности загрязняющих веществ (ЗВ). Активное влияние на процесс миграции загрязнений оказывают поверхностные водные объекты, которые способствуют переносу загрязнений, тем самым снижая устойчивость геологической среды к нефтезагрязнениям. Показано, что сорбционные барьеры выступают в роли барьеров-концентраторов, функцией которых является закрепление или удержание ЗВ в верхних горизонтах ГС. Мерзлотные барьеры выполняют роль барьеров-экранов, препятствующих дальнейшей миграции ЗВ за счет содержащегося в их составе подземного льда, переводя вертикальный миграционный поток в латеральный.

Перечисленные выше природные факторы были положены в основу геоэкологического районирования по степени устойчивости ГС к нефтезагрязнениям на Варандейском участке недр в северной части вала Сорокина, для которого посредством применения ГИС-технологий была

построена серия крупномасштабных (1:25 000) тематических карт-схем, отражающих характер распространения указанных параметров (факторов).

Для пространственной анализа устойчивости четвертичных отложений к миграции нефтезагрязнений применен метод регулярной сетки (grid-анализ). Данный подход заключается в наложении на территорию исследования равномерной пространственной сетки с заданным размером (с учетом масштаба карт-схем – 250×250 м). Каждая ячейка сетки рассматривается как условная минимальная пространственная единица оценки (анализируемый элемент), которой на основе пересечения с анализируемым фактором присваивается оценочный балл. Благодаря этому возможно построение интегральной оценки устойчивости, основанной на общей или взвешенной сумме баллов, что позволяет в конечном итоге провести районирование территории по степени устойчивости четвертичных отложений к миграции нефтезагрязнений с учетом всех влияющих факторов.

Потенциальная устойчивость четвертичных отложений к миграции нефтезагрязнений оценивалась по 4-х балльной шкале (таблица 1).

Таблица 1 – Балльная шкала оценки устойчивости четвертичных отложений к миграции нефтезагрязнений

Фактор	Устойчивость четвертичных отложений к миграции нефтезагрязнений			
	очень низкая 1 балл	низкая 2 балла	средняя 3 балла	высокая 4 балла
Тип распространения мерзлоты	сквозные талики	островной	прерывистый	сплошной
Развитие экзогенных геологических процессов	овражная и боковая эрозия	термокарст, морозобойное растрескивание, морозное пучение	дефляция и новообразование ММП	ЭГП отсутствуют
Глубина СТС, м	0,8-1,4	0,6-0,8	0,45-0,6	0,15-0,45
Литологический состав отложений	пески с прослоями гравия	пески, супеси, заиленные	суглинки с прослоями песка и супесями	торф, оторфованные отложения
Тип урочища (дренированность, ОВУ)	песчаные косы (2)	грядистые тундры (6и)	заозеренные плоские поверхности с голофитными лугами (2в), ровные или плоскогрядистые травяно-кустарничково-лишайниковые тундры (6л), кустарничково-моховые тундры (6м)	травяно-моховые ивняки (6к), травяно-моховые болота (3б), комплексные болота (3г), комплекс с чередованием торфяников и тундр (4б), валиково-полигональные заозеренные торфяники (4д)

Из таблицы 1 видно, что очень низкая устойчивость четвертичных отложений к миграции характеризуется отсутствием экранирующих мерзлотных барьеров в виде льдонасыщенных толщ, интенсивным проявлением экзогенных

геологических процессов, сравнительно большой глубиной СТС, хорошо дренированными урочищами, сложенными легкими песчаными грунтами. Напротив, участки с высокой степенью устойчивости отличаются высокой сорбционной способностью поверхностных отложений, относительно низкой глубиной залегания кровли ММП, отсутствием экзогенных геологических процессов, нарушающих целостность почвогрунтов.

На рисунке 1 представлена результирующая карта-схема геоэкологического районирования зон с различной степенью устойчивости к нефтяным загрязнениям.

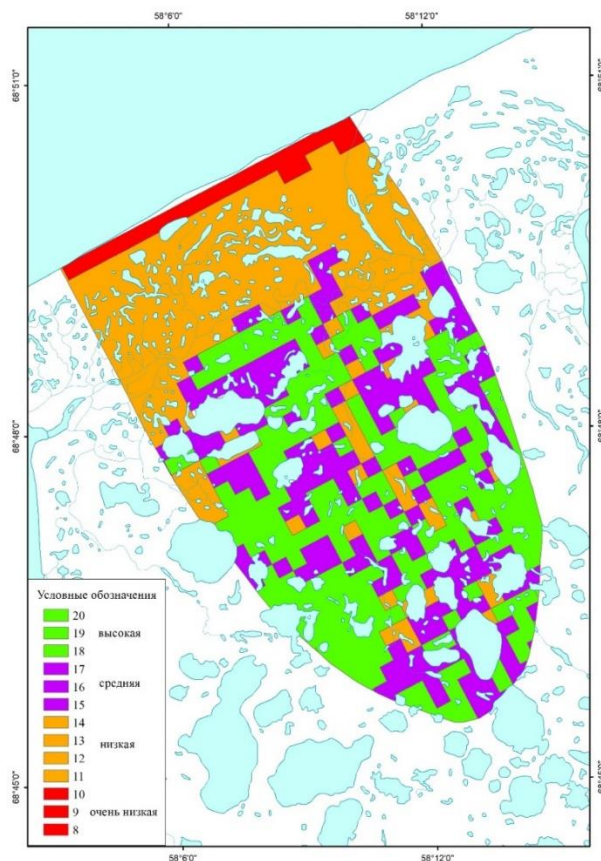


Рисунок 1

Разработанная методика геоэкологического районирования с учетом степени устойчивости четвертичных отложений к нефтезагрязнениям позволяет обосновать наиболее действенный комплекс мероприятий для контроля и принятия соответствующих мер по предотвращению и управлению потенциальными экологическими последствиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Губайдуллин М.Г., Турובה Т.А. Анализ четвертичных отложений, влияющих на характер нефтезагрязнения окружающей среды /НТЖ "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе". М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2022 - № 6 (309). – С. 14-22. DOI: 10.33285/2411-7013-2022-6(309).
2. Губайдуллин М.Г. Геоэкологическая устойчивость четвертичных отложений Заполярной тундры НАО к нефтезагрязнениям //Материалы XIX Междун. науч.-практ. конф. «Трубопроводный транспорт 2024». Уфа, УНПЦ: Изд-во УГНТГУ – 2024 – Т. 1. – С. 230-232.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ОТЛИВКИ ИЗ СТАЛИ 20Л НА ХАРАКТЕР РАЗРУШЕНИЯ КРЫШКИ КОРПУСА ЗАДВИЖКИ

О.А. Задубровская¹, Д.А. Гаврилов¹, И.О. Петрова¹, Н.К. Габдуллин²

¹ ООО «НИИ Транснефть», г. Москва,

² НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Задвижки в составе магистральных трубопроводов предназначены для герметичного перекрытия потока транспортируемой среды с целью проведения ремонтов и технического обслуживания, а также исключают бесконтрольный выход большого количества нефти и нефтепродуктов в окружающую среду в случае разгерметизации трубопровода. Поэтому важно иметь представление о факторах, оказывающих влияние на причины отказа данного вида продукции в процессе эксплуатации.

В работе проанализировано влияние неоднородности структурного состояния и механических свойств на характер разрушения крышки корпуса задвижки.

Объектом исследования являлась задвижка клиновая ЗКЛПЭ-75, DN 350, PN 8,0 МПа, изготовленная из отливки из стали марки 20Л. Климатическое исполнение УХЛ по ГОСТ 15150, класс герметичности затвора по ГОСТ 9544 – «А». Разрушение крышки задвижки (рисунок 1) произошло при давлении 1,18 МПа (пробное давление составляло 12 МПа, максимально допустимое рабочее – 2,15 МПа) и температуре воздуха 21°C.



Рисунок 1 – Вид крышки с трещиной во фланцевой и купольной части

В ходе исследований проводился химический анализ состава металла крышки, механические испытания и металлографические исследования. С целью определения механизма образования и развития трещины проводились фрактографические исследования сквозной трещины и микрорентгеноспектральный анализ с использованием растрового электронного микроскопа Tescan.

Исследования показали, что химический состав крышки задвижки соответствует стали 20Л по ГОСТ 977. При этом механические свойства (от фланца к куполу) крышки оказались неоднородны, разброс значений временного

сопротивления составил 30 – 40 МПа, предела текучести до 70 МПа, однако значения соответствовали требованиям ГОСТ 977 к стали 20Л. Разброс значений относительного удлинения составил более 18 % (от 11,4 до 29,7 %), а относительного сужения – более 27 % (от 26,8 до 54,2 %). Фактическая ударная вязкость на образцах из основного металла KCV при температуре испытания минус 20 °С составила 7,5 Дж/см², на образцах KCU при температуре испытания минус 60 °С – 7,6 Дж/см².

Уровень значений относительного удлинения, относительного сужения и ударной вязкости крышки не соответствовали требованиям ГОСТ 977. Хрупкое состояние металла крышки наблюдалось уже при комнатной температуре на образцах KCU⁺²⁰ (количество вязкой составляющей в изломе образцов на ударный изгиб не превысило 21 %). Как показали металлографические исследования, невысокая ударная вязкость была обусловлена крупнозернистой структурой металла крышки.

По результатам фрактографического анализа было определено, что трещина имела три очага разрушения. Все очаги разрушения и участки распространения трещины имели хрупкий транскристаллитный характер. Распространение трещины проходило по шевронному виду излома, характерному для малоэнергоёмкого разрушения [1].

Первый очаг образовался в месте наибольшей концентрации напряжений, снижение которых не предусмотрено конструкцией отливки.

В первых двух очагах разрушения из трех (в области перехода от фланца к куполу) основной металл имел хрупкие межзеренные участки, представляющие собой горячие трещины, очагом которых являлись дефекты (включения) в стенке крышки. Микрорентгеноспектральный анализ показал, что включения на внутренней поверхности стенки содержат оксиды кремния, алюминия и марганца, а также соединения хрома и соединения серы. Таким образом, горячие трещины образовались в области ликвационной неоднородности, вызванной включениями из материалов для формовочных смесей и огнеупорных покрытий. Наличие выявленных дефектов и обуславливало разброс и снижение характеристик пластичности металла задвижки.

Кроме того, фактическая толщина стенки крышки на участке распространения трещины не соответствовала типовому чертежу (25 мм) на задвижку и составляла от 18,4 мм до 19,7 мм.

Таким образом, разрушение стенки крышки задвижки произошло под влиянием совокупности факторов: наличия в металле крышки горячих трещин в областях зональной ликвации элементов, входящих в формовочные смеси и огнеупорные покрытия, неоднородности и несоответствия механических свойств металла крышки требованиям ГОСТ и несоответствия толщины купола крышки типовому чертежу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Фрактография и атлас фрактограмм: Справочник изд. пер. с англ. под ред. Дж. Феллоуза – М.: Металлургия, 1982 г. 489 с.

ГИБКОЕ ВЕЙВЛЕТ-СЖАТИЕ ДАННЫХ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РАБОТЫ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК

Д.М. Зарипов, Т.А. Ижбулдин, А.Р. Уликанова

УГНТУ, г. Уфа

Трубопроводный транспорт представляет собой важнейший элемент энергетического комплекса, предназначенный для доставки нефти, продуктов её переработки и природного газа на большие расстояния.

Однако эксплуатация трубопроводов связана с определенными рисками, наиболее значительными из которых являются утечки углеводородов, способные вызывать серьезные экологические, экономические и социальные последствия. Проблема утечек в трубопроводах остается актуальной и требует особого внимания [1].

Современные системы обнаружения утечек (СОУ) в магистральных трубопроводах опираются на анализ больших объемов технологических данных, поступающих от датчиков давления и расхода. При этом высокая частота дискретизации сигналов повышает чувствительность и точность диагностики, но приводит к росту требований к каналам связи и вычислительным ресурсам [2][3][4].

Оптимизация передачи технологических данных имеет значительный потенциал. Исследования показывают, что управление данными может сократить объем передаваемой информации на 30%, сохраняя при этом точность обнаружения утечек на уровне 98% и выше [5].

Цель заключается в повышении производительности систем обнаружения утечек посредством реализации адаптивного алгоритма обработки технологической информации. Предложенный подход основан на применении ситуационного вейвлет-кодирования, позволяющего изменять объем переданных данных в зависимости от характеристик текущего сигнала.

Нештатные ситуации (аномалии) выявлялись с использованием трех методов анализа сигналов: метод разностных скользящих средних обеспечивает максимальное сжатие данных и предотвращает появление ложных срабатываний; стандартное отклонение с адаптивным порогом отличается быстротой реакции, однако снижает надежность в нестабильной среде; метод нижней границы Дончиана продемонстрировал минимальное использование вычислительных мощностей и наилучшие показатели точности восстановления исходного сигнала.

Таблица 1 - Сравнительная оценка ситуационно-зависимых алгоритмов

Критерий	Скользящие средние	Адаптивное STD	Donchian Lower Band
Пиковое потребление оперативной памяти, Кб	469.2	210.8	131.9
Количество пропусков сигналов (из 5)	0	2	0
Среднее время задержки регистрации тревоги, сек	15,5	4,33	7,4
Суммарный объем данных с 5 датчиков, байт	16384	16384	20480

В экспериментах метод разностных скользящих средних показал нулевое количество пропусков тревог при средней скорости обработки 0,0002 с, адаптивное стандартное отклонение – наибольшую скорость реакции 4,33с с допустимыми 2 пропусками из 5, а метод нижней границы Дончиана продемонстрировал оптимальный баланс точности и стабильности с коэффициентом Пирсона 0,9397 и минимальным использованием памяти (131,9 Кб).

Эти методы выявляют различные признаки возможной утечки и служат триггерами для переключения между штатным и тревожным режимами передачи.

Полученные результаты свидетельствуют о практической целесообразности предложенного подхода для улучшения надежности и информативности современных систем обнаружения утечек.

Следовательно, создание методик передачи технологических данных в системах контроля утечек представляется важной задачей. Реализация подобного решения обеспечит увеличение скорости и точности выявления утечек, позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду и сократить затраты на эксплуатацию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. Трубопроводный транспорт. <https://mchs.gov.ru/ministerstvo/o-ministerstve/terminy-mchs-rossii/term/112>.
2. Уликанов Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Анализ фронта волны давления для определения местоположения утечки жидкости в трубопроводе // Вестник Башкирского университета. 2023. Т. 28. № 1. С. 4.
3. Уликанов Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Моделирование процесса распространения возмущения в трубопроводе, вызванного утечкой перекачиваемой жидкости // Процессы в геосредах. 2023. № 3. С. 2101.
4. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надёжности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2004, № 2. С. 29.
5. Уликанов Р. Р., Ижбулдин Т. А., Повышение точности и чувствительности системы обнаружения утечек за счет применения wavelet-преобразований // Проблемы машиностроения и автоматизации. - 2024, № 3. С. 144-150.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Е.Е. Зорин

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Основные нефтегазовые месторождения России расположены на территориях с резко континентальным климатом, который характеризуется низкими климатическими температурами и суточными перепадами отрицательных температур в осенне-весенние месяцы до 30°C – 35°C , а в некоторые годы до 45°C – 52°C . При освоении нефтегазовых месторождений данных регионов широкое применение нашли структурно упрочненные увеличением объемной доли перлита стали феррито-перлитного класса. На трубопроводах и промысловых сооружениях из данных сталей после 15 - 20 лет эксплуатации отмечается устойчивый рост отказов. Показано, что с увеличением времени эксплуатации растет разница между количеством отказов в осенне-весенние месяцы в сравнении с зимними и летними месяцами. Совместное действие длительного циклического нагружения, внутренних термических усадочных напряжений и термоциклирования в диапазоне отрицательных температур создает синергетический эффект снижения пластичности и увеличения склонности трубопроводов и промысловых сооружений из феррито-перлитных сталей данного структурного состава к хрупкому разрушению при температурах окружающей среды значительно выше температур порога их хладноломкости [1, 2].

Применительно к магистральным нефтепроводам и продуктопроводам системы «Транснефть» цикличность изменения в металле внутренних усадочных деформаций на подземных и надземных участках при разрушении обваловки или теплоизоляции при суточных перепадах минусовых температур, будет особенно опасна для участков с длительностью эксплуатации более 50 лет ввиду выраженной феррито-перлитной структурой сталей того поколения.

В настоящее время предлагается учитывать влияние перепада суточных температур на несущую способность трубопроводов путем алгебраического добавления приведенного числа термоциклов к общему числу циклов нагружения от пульсаций рабочего давления в трубопроводе и таким образом определять общее число циклов нагружения [3]. В таком подходе нет учета влияния отрицательных климатических температур на физико-механические характеристики металла конструкции в условиях длительной эксплуатации. Для решения этого вопроса потребовалось исследовать и описать механизм влияния низкотемпературного термоциклирования на разрушение перлитной фазы при длительном переменном нагружении конструкции в условиях низких климатических температур и оценить влияние этого процесса на сопротивляемость разрушению феррито-перлитных сталей.

Установлено, что совместное действие длительного циклического нагружения, периодического изменения внутренних усадочных деформаций элементов структуры с различными кристаллическими решетками под действием

меняющихся отрицательных температур, приводит к накоплению пластической деформации на различных иерархических уровнях структуры кристаллического материала, снижению пластичности и увеличению склонности сталей феррито-перлитного класса к хрупкому разрушению при температурах окружающей среды значительно выше температур порога их хладноломкости.

Разработана методика оценки влияния отрицательных температур на механические характеристики двухфазных сталей. Для сталей феррито-перлитного класса установлены диапазоны отрицательных температур, лежащие значительно выше температурных порогов хладноломкости, при которых зарегистрировано значительное, а для некоторых сталей аномальное падение ударной вязкости. Диапазоны таких отрицательных температур определены как «низкотемпературные интервалы хрупкости» (НТИХ) [4].

Проведенные исследования позволили ввести в аналитическое выражение учета влияния среднесуточных перепадов температур на приведенное количество циклов нагружения трубопровода пульсирующим рабочим давлением параметр $n_{\text{НТИХ}}$ с коэффициентом 4, применяемый для трубопроводов из сталей феррито-перлитного класса, т.е. общее приведенное число циклов нагружения трубопровода можно определять как:

$$n_{\text{ц}} = n_{\text{ц1}} + n_{\text{ц2}} + 4 n_{\text{НТИХ}},$$
$$n_{\text{ц2}} = n_{\text{ц2}}^1 + n_{\text{ц2}}^2 + n_{\text{ц2}}^3 + n_{\text{ц2}}^4,$$

где $n_{\text{НТИХ}}$ – приведенное число циклов нагружений трубопровода из феррито-перлитной стали от колебаний среднесуточных температур наружного воздуха до температур, входящих в НТИХ данной трубной стали; $n_{\text{ц2}}^1$ - приведенное число циклов нагружения трубопровода от среднесуточных колебаний температур наружного воздуха; $n_{\text{ц2}}^2$ - то же, от максимальных суточных температурных колебаний; $n_{\text{ц2}}^3$ - приведенное число циклов нагружений от сезонных + среднесуточных температурных колебаний; $n_{\text{ц2}}^4$ - то же, от сезонных + максимальных суточных температурных колебаний.

В составе общего набора компенсирующих мероприятий на участках, где установлена возможность охлаждения стенки трубы до температур, входящих в НТИХ при суточном перепаде минусовых температур воздуха более 12⁰С - 15⁰С, рекомендуется снизить рабочее давление в трубопроводе на 8% – 10%. При подъеме температуры воздуха выше НТИХ или снижения суточного термоциклирования в минусовом диапазоне с амплитудой менее 10⁰С, давление в трубопроводе может быть восстановлено.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мазур, И. И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов - М.: Центр «ЕЛИМА». - 2004.- 560 с.
2. Зорин Е.Е., Ланчаков Г.А. Степаненко А.И. Коррозионно-механическая прочность и статистика отказов трубопроводов // Газовая промышленность, 1991.- № 10.- С. 14-16.
3. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы //М.: Недра. – 1982. – 276 с.
4. Зорин Е.Е., Неганов Д.А., Зорин Н.Е. Оценка сопротивляемости разрушению трубных сталей феррито-перлитного класса при термоциклировании в диапазоне отрицательных климатических температур //Нефтяное хозяйство. - 2025. - №5. – С.144-150.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ОТКРЫТЫМИ РЕЗЕРВНЫМИ НИТКАМИ

А.А. Захаров, А.А. Коршак, И.В. Подливахин

ПАО «Транснефть», г. Москва, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Снижение потребления электроэнергии на перекачку – одна из актуальных задач эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (МТ). Одним из путей ее решения является работа МТ с открытыми резервными «нитками» подводных переходов (РН ППМН).

Каждая резервная «нитка», по сути, является лупингом, которые как раз и применяются для увеличения производительности трубопроводов при неизменном энергопотреблении. В результате удельные энергозатраты на перекачку 1 т нефти/нефтепродукта уменьшаются. При неизменной производительности МТ открытые резервные нитки позволяют снизить затраты электроэнергии на перекачку.

Сдерживающим фактором в применении данного метода энергосбережения является опасность накопления воды на участках с резервными нитками из-за недостаточно высокой скорости потока.

По поручению ПАО «Транснефть» в ООО «НИИ Транснефть» были проведены исследования условий выноса скоплений воды из магистральных трубопроводов. В результате впервые были получены расчетные зависимости, адекватно описывающие указанный процесс [1]. Соответственно, стало возможным перейти от общей идеи о вероятном снижении потребления электроэнергии к расчетной проверке возможности открытия резервных «ниток» без опасения накопления воды в них.

Расчеты были выполнены для всех магистральных нефтепроводов (МН) дочерних акционерных обществ ПАО «Транснефть». Было установлено, что все имеющиеся резервные «нитки» можно разделить на 3 группы: 1) те, которые можно держать открытыми при всех применяемых режимах перекачки; 2) те, которые можно держать открытыми только при повышенных режимах перекачки, когда фактический расход нефти Q превышает выносной расход Q_v ; 3) те, которые должны быть перекрыты всегда. Сведения об их количестве представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Количество резервных «ниток» ППМН, которые можно держать открытыми при заданном режиме перекачки

№ п/п	Наименование ОСТ	Количество резервных «ниток», которые можно держать открытыми	
		при всех возможных режимах перекачки	при выполнении условия $Q > Q_v$
1	2	3	4
1	АО «ТН-Урал»	-	7
2	АО «ТН-Верхняя Волга»	-	8
3	ООО «ТН-Балтика»	-	2
4	АО «Черномортранснефть»	4	9
5	ООО «ТН-Восток»	1	2
6	ООО «ТН-Дальний Восток»	-	-
7	АО «ТН-Дружба»	-	1
8	АО «ТН-Западная Сибирь»	-	6
9	АО «ТН-Приволга»	-	6
10	АО «ТН-Прикамье»	-	5
11	АО «ТН-Север»	-	6
12	АО «ТН-Сибирь»	1	26
Итого		6	78

Сведения о потенциале энергосбережения резервных «ниток» первой группы представлены в таблице 2.

Таким образом, если держать установленные 6 РН ППМН постоянно открытыми, то в целом по ПАО «Транснефть» можно снизить энергозатраты на перекачку на 3660,4 тыс. кВт·ч/год и получить экономический эффект 18,4 млн руб/год.

Однако существенно больший эффект можно получить, если управлять открытием резервных «ниток» в зависимости от производительности перекачки. Дополнительный эффект от подключения 78 РН ППМН только при высоких режимах перекачки составит 29388,4 тыс. кВт·ч/год на сумму 129,591 млн руб/год. Наиболее высок потенциал энергосбережения в трех ОСТ: АО «Транснефть-Сибирь», ООО «Транснефть-Восток» и АО «Транснефть-Балтика».

Таблица 2 - Потенциал экономии электроэнергии при постоянном подключении резервных «ниток» в работу

№ п/п	МН	ТУ	Резервная «нитка» ППМН	Потенциал экономии электроэнергии	
				тыс. кВт·ч/год	тыс. руб/год
1	2	3	4	6	7
АО «Черномортранснефть»					
1	Тихорецк – Туапсе	Тихорецкая – Хадыженская	р. Лаба»	303	2577,8
2			р. Белая»		
3	Лисичанск – Тихорецк-1	Родионовская-1 – Тихорецк-1	р. Куго-Ея	1,6	7,8
4			р. Сухонькая		
ООО «ТН-Восток»					
5	Сковородино- Мохэ	ПСП «Джалинда» - НПС «Мохэ»	р. Амур	1517,9	9684
АО «ТН-Сибирь»					
6	Сургут-Полоцк	Каркатеевы – Южный Балык	87 - 92 км	1837,9	6166,1
Итого				3660,4	18436

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коршак А.А., Пшенин В.В. Моделирование выноса водных скоплений из нефтепроводов методами вычислительной гидродинамики // Нефтяное хозяйство. 2023. №10. С.117 – 122. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-10-117-122>.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ДОКУМЕНТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Е.В. Ижикова¹, Е.Е. Фомина²

¹ООО «ССПЭБ», г. Москва

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Нефтегазовые предприятия используют большое число технологических трубопроводов, необходимых для перекачки различных углеводородных продуктов и сопутствующих веществ. Эти объекты представляют повышенную опасность, поскольку требуют неукоснительного соблюдения норм промышленной безопасности и регулярной проверки технического состояния. Потери герметичности трубопроводов на объектах нефтегазового комплекса способны вызвать серьезные аварии, сопровождающиеся выбросами горючих материалов, возникновением пожаров и взрывов, а также формированием токсичных облаков, угрожающих здоровью людей и экологии. Согласно статистическим данным, около трети всех аварий на опасных производственных объектах приходится именно на повреждения трубопроводов [1–2].

Коррозионные процессы металлов представляют собой ключевую проблему эксплуатационной надежности технических объектов топливно-энергетического комплекса, приводящую к серьезным авариям. Исследования подтверждают, что именно коррозия выступает основным фактором повреждения металлических конструкций и сооружений. При добыче углеводородов на газоконденсатных и нефтяных промыслах, включая шельфовые зоны, часто присутствует растворенный диоксид углерода, создающий условия для формирования углекислотной коррозии. Несмотря на невысокую общую скорость процесса, такая форма поражения отличается значительной активностью локальной коррозии, иногда достигающей скорости проникновения в металл до нескольких мм/год на определенных участках трубопроводных сетей. Эти обстоятельства повышают риски возникновения крупных технологических нарушений и сокращают сроки между ремонтами технологического оборудования [3–4].

Одной из основных проблем остается несвоевременное внесение изменений в действующую эксплуатационную документацию. Во многих случаях информация о проведенных модернизациях, ремонтах или замене участков трубопровода обновляется недостаточно оперативно, что создает риски расхождения между официально задокументированными параметрами и реальной ситуацией на предприятии. Подобная ситуация увеличивает вероятность ошибок и снижает эффективность контроля за соблюдением мер безопасности.

Анализ докладов Федеральной службы по экологическому,

технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), опубликованных за период 2019–2022 годов, подтверждает наличие значительного числа нарушений в области промышленной безопасности при эксплуатации трубопроводов в нефтегазовом секторе [5].

Был предложен способ усовершенствования взаимосвязи между Системой управления промышленной безопасностью и Инспекцией с учетом факторов риска (ИУФР) – разработка паспортов трубопровода с учетом коррозионного контура, который используется при проведении ИУФР с учетом определенных параметров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ревазов А.М., Лежнев М.А. Влияние аварий на объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов на окружающую среду// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2021. – №6 (303). – С. 12-17. DOI: 10.33285/2411-7013-2021-6(303)-12-17
2. Григорова В.В., Мосолов А.С., Акинин Н.И. Выявление уязвимости нефтехимических процессов с помощью методов экспертных оценок// Безопасность труда в промышленности. — 2022. — № 8. — С. 62-69. DOI: 10.24000/0409-2961-2022-8-62-69
3. Cui, B., Wang, H. Analysis and prediction of pipeline corrosion defects based on data analytics of in-line inspection. J Infrastruct Preserv Resil 4 , 14 (2023). URL: <https://doi.org/10.1186/s43065-023-00081-w> (дата обращения: 20.06.2025)
4. Вагапов Р.К., Федотова А.И. Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода // Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоение нефтегазовых месторождений российского шельфа. – 2019. – № 2 (39). – С. 129-135.
5. Доклады о правоприменительной практике контрольной (надзорной) деятельности в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности за 2019-2023 гг. Официальный сайт Ростехнадзора. URL: <https://www.gosnadzor.ru/public/law%20enforcement/> (дата обращения 15.11.2024)

ТЕКУЩИЙ ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ «ВИРТУАЛЬНЫХ» ДАТЧИКОВ КОРРОЗИИ

Ф.З. Иралин, И.Ф. Кантемиров
УГНТУ, г. Уфа

Целью исследования является изучение текущего опыта прогнозирования остаточного ресурса промышленных трубопроводов и рассмотрение перспектив внедрения «виртуальных» датчиков коррозии. Традиционные методы, основанные на нормативах и периодических инспекциях, обеспечивают базовый уровень безопасности, но консервативны и обладают высокой стоимостью. «Виртуальные» датчики коррозии представляют собой прорывную технологию, способную кардинально изменить подход к мониторингу целостности трубопроводов.

Традиционные методы сталкиваются с ограничениями (таблица 1), открывая путь инновациям, таким как «виртуальные» датчики коррозии (ВДК).

Таблица 1 Основные подходы и их характеристики ПОР

Наименование	Детерминистические (нормативные)	Статистические	Физико-математические модели	Гибридные подходы
Суть:	Расчет на основе нормативов	Анализ данных инспекций	Детальное моделирование процессов коррозии	Комбинация методов/моделей, анализ рисков.
Опыт:	Широко применяется как база.	Позволяет оценить вероятность отказа, оптимизировать интервалы инспекций.	Наиболее точный подход *в теории*.	Использует сильные стороны разных методов и адаптироваться к доступности данных.
Ограничения:	Сильная консервативность	Требует дорогостоящих и не всегда частых данных инспекций.	Чрезвычайная сложность, огромные требования к входным	
Инструменты:	Расчетные формулы по толщине стенки, давлению, допускам.	Регрессионный анализ, методы Монте-Карло, анализ надежности (Weibull).	КЭ-модели, CFD-моделирование потоков и коррозии, модели механики разрушения.	RBI (Risk-Based Inspection), системы поддержки принятия решений.

Эталонным примером в данном направлении считаю комплексная система мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть», за что коллективу авторов 27.11.24г. присуждена премия Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

Для расширения использования комплекса, необходимо разработка гибридных моделей. В основе любого прогноза лежит фундаментальный физический принцип, мы анализируем теоретические потери толщины на отдельных интервалах - это позволяет нам построить тренд износа. Пересечение этого тренда с линией отбраковочной толщины мы и получаем прогнозируемый ресурс, то есть время до следующего контроля или вывода из эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Степанов И.О., Совершенствование методов прогнозирования остаточного ресурса магистральных нефтепроводов, ТюмГНГУ, 2004, 109 с.
2. Жуков А.С., Модели и методы анализа и прогнозирования технического состояния магистральных газопроводов, М.: МГТУ, 2010, 193 с.
3. RU 2654321 C1, Способ оценки остаточного ресурса трубопроводов с учетом малоцикловых нагрузок, 2023.

РАЗРАБОТКА НОВОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ НАГРЕВА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Д.Е. Казанцев, АО «Транснефть-Север» г. Ухта

В современных условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов поддержание их бесперебойной работы требует эффективных и своевременных мер по обслуживанию оборудования, особенно насосных агрегатов (далее МНА). Одной из основных проблем является накопление парафинистых отложений и прочих загрязнений в системе утечек и дренажного слива, что снижает производительность оборудования и увеличивает время, затрачиваемое на его обслуживание.

Ключевые факторы:

- Повышенная трудоёмкость процессов очистки и обслуживания;
- Недостаточная автоматизация процесса промывки;
- Повышение эксплуатационной надёжности МНА;
- Экономия и оптимизация процесса расхода топлива за счёт перехода на эффективные способы нагрева в зависимости от сезона.

Научная новизна исследования обоснована тем, что:

Проведена работа по созданию системы, использующая как змеевик с горячей водой, так и электрический ТЭН для нагрева дизельного топлива, что обеспечивает гибкость работы устройства в зависимости от сезона. Данная установка исключает необходимость ручного нагрева, снижает трудозатраты и ускоряет процесс промывки.

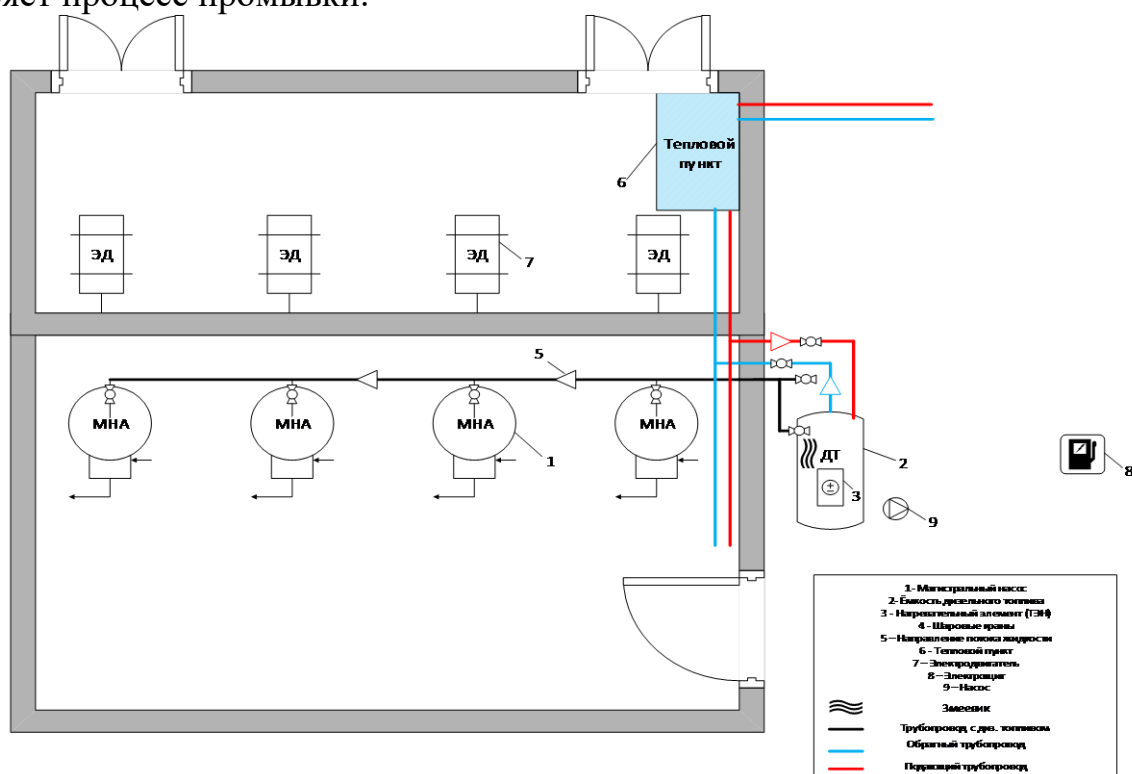


Рисунок 1 – Схема подключения устройства

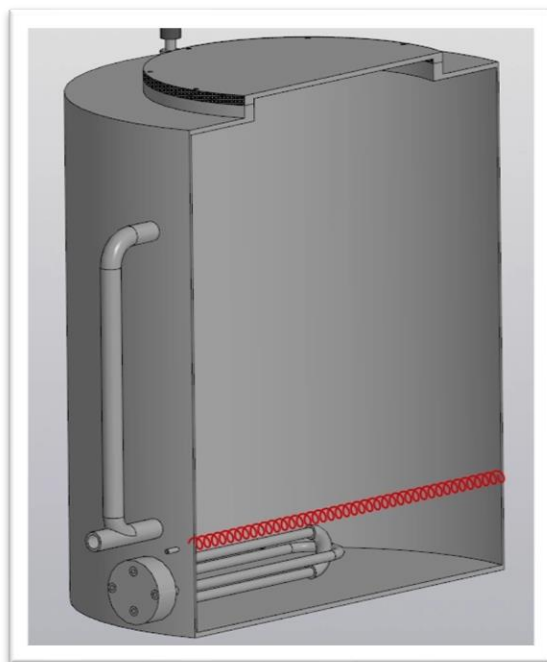


Рисунок 2 – 3D модель бака для нагрева топлива

Данная ёмкость представляет собой бак, рассчитанный на хранение и нагрев диз. топлива для промывки систем. На данной 3D модели представлены основные элементы:

- ТЭН
- Змеевик
- Крышка с прокладкой
- Дыхательный клапан

В процессе работы над данным устройством было отдано предпочтение погружному ТЭНу, так как он имеет:

- высокую эффективность теплопередачи;
- регулируемую мощность;
- Погружной ТЭН изготавливается из нержавеющей стали;
- - Защиту от КЗ и перегрева

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лещинский, А.Л. Нефтепродукты: свойства, применение, хранение и транспортировка. – М.: Химия, 2016. – 320 с.
2. Гусев, В.И. Технологии эксплуатации и ремонта нефтеперекачивающих станций. – М.: Недра, 2018. – 272 с.
3. Артамонов, С.Н. Оборудование для подогрева и перекачки нефтепродуктов. – М.: Техносфера, 2021. – 198 с.

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ АСМОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

*Р.М. Каримов¹, М.А. Гладких^{1,2}, И.Ф. Гладких²
УГНТУ¹, ООО «НПО «Юнисол»², г. Уфа*

Современная тенденция в изоляции при строительстве и капитальном ремонте магистральных трубопроводов – это применение труб с изоляцией, нанесенной в заводских условиях. Сегодня в России порядка 10 основных заводов выпускают трубы с заводской изоляцией. Трубы предназначены для нефтегазопроводов широкого спектра диаметров и типов защитных покрытий.

Однако существует определенный объем работ связанный с переизоляции магистральных нефтегазопроводов при выполнении капитального ремонта. В связи с этим нанесение изоляции в трассовых условиях не теряет своей актуальности.

Основными типами широко используемых изоляционных покрытий для трассового нанесения являются покрытия на основе битумно-полимерных мастик, известных с 80-х годов прошлого века. В последнее время находят широкое применение рулонные материалы на основе битумно-полимерных мастик, которые наносятся на трубопровод без предварительного подогрева «холодным» способом с использованием изоляционных машин.

Технологии «холодного» применения являются перспективными и представляют собой использование рулонных материалов с полимерной несущей основой, а также с несущей основой в виде стеклосетки.

Многолетняя практика эксплуатации битумно-полимерных изоляционных покрытий трубопроводов свидетельствует о том, что их физическая природа адгезионных связей покрытия с металлом не обеспечивает их сохранение в течении длительного срока эксплуатации. В связи с чем создания надежных в долгосрочной перспективе покрытий, является создание химического взаимодействия материалов с металлом, то есть формирование адгезии за счет химической связи. Этим условиям удовлетворяет нефтеполимер Асмол.

Защитные свойства Асмола определяются адгезионным взаимодействием мастичного слоя с поверхностью защищаемого металла, адгезия носит химический характер. Доказательства химической связи Асмола с поверхностью металла представлены на рисунке 1.

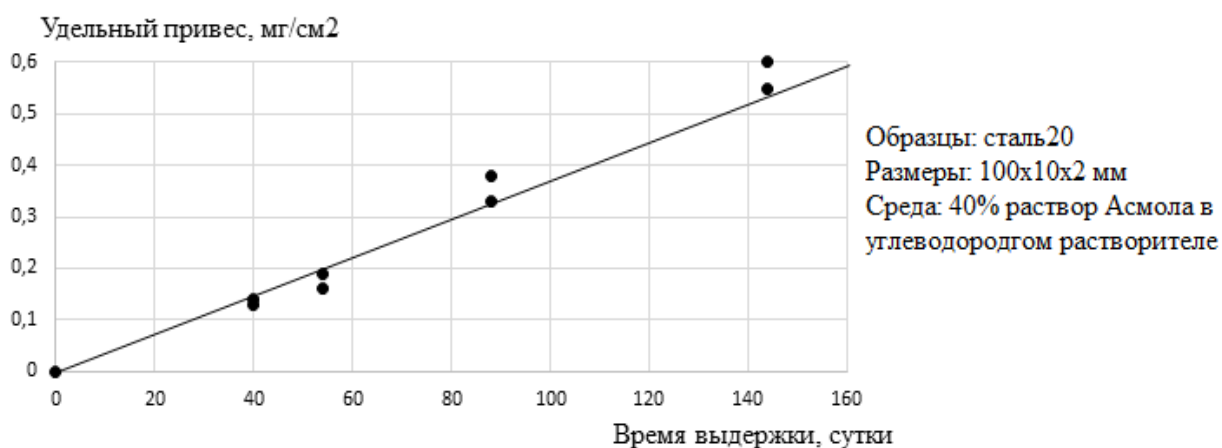


Рисунок 1 – Зависимость привеса образцов от времени выдержки в растворе Асмолы

При выдержке металлической пластинки в 40% растворе Асмолы в углеводородном растворителе наблюдается привес массы пластины в течении 160 суток. То есть происходит сорбция Асмолы на металле, при этом сорбированный Асмол не удаляется при интенсивном смыве. Под оптическим микроскопом при 1000-кратном увеличении наблюдается изменение цвета поверхности металла, появляется устойчивый матовый серый цвет.

Приведенные данные свидетельствуют о возможности применения битумно-полимерных и асмольных покрытий с учетом условий эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коррозия и защита наружной поверхности стальных трубопроводов в естественных средах / В. В. Кравцов, И. Г. Блинов, А. В. Старочкин и др. – Уфа: УГНТУ, 2017. – 272 с.
2. Неметаллические материалы и покрытия в противокоррозинной технике / В. В. Кравцов, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких и др. – С.-Пб.: ООО «Недра», 2008. – 452 с.
3. Н. М. Черкасов НИЦ «ПОИСК»: нанотехнологии в защите от коррозии // Экономика России. – 2016. – №31. – С. 24-25.
4. Асмол и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов / Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких, К. М. Гумеров и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 205 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗМЫВА ГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ ПОТОКОМ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

Ф.А. Карпов¹, М.З. Ямилев¹, В.В. Пиенин²

¹ НТЦ ООО «НИИ Транснефть», ² Санкт-Петербургский горный университет

В процессе эксплуатации рельефных магистральных трубопроводов (далее – МТ) в «вершинах» профиля трассы могут образовываться газовоздушные полости, заполненные смесью паров нефти/нефтепродуктов, неуглеводородных газов и воздуха. Наличие газовых скоплений (далее – ГС) в полости МТ приводит к увеличению энергопотребления вследствие дополнительного гидравлического сопротивления, оказываемого ГС [1,2]; нарушению работы систем обнаружения утечек; потере части информации при внутритрубной диагностике МТ. При попадании в обвязку перекачивающих станций газовые пробки вызывают повреждение резервуаров и понтонов, срыв работы подпорных/магистральных насосов [3-5]. Таким образом, является актуальным определение условий выноса ГС из МТ для предотвращения указанных осложнений.

Стендовые исследования выноса ГС, выполненные в НТЦ ООО «НИИ Транснефть», позволили уточнить физическую картину процесса выноса ГС и изучить его закономерности. В ходе экспериментов установлено, что на поведение газовой фазы и размер уносимых газовых включений оказывают влияние угол наклона трубопровода, расход и свойства модельной жидкости. Однако испытательная секция (далее – ИС) стенда имеет внутренний диаметр 100 мм, что существенно ниже, чем у МТ. При разработке расчетных зависимостей, справедливых для МТ, преодолеть указанное ограничение позволяет математическое моделирование процесса выноса ГС методами вычислительной гидродинамики с применением специализированных систем инженерного анализа (CAE).

В целях перспективного импортозамещения иностранного программного обеспечения ANSYS Fluent в работе был протестирован модуль для гидродинамических расчетов «Логос Аэро-Гидро», входящий в состав пакета программ «ЛОГОС» (разработчик – ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»).

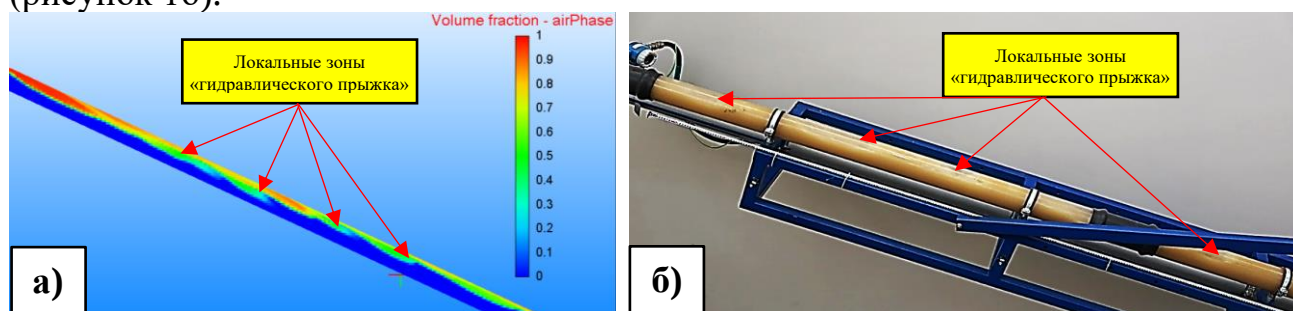
В качестве исходных данных для численного моделирования выноса ГС из трубопроводов с применением модуля «Логос Аэро-Гидро» были выбраны результаты стендового эксперимента (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты эксперимента в рамках стендовых испытаний

№ пп	Параметр	Единица измерения	Эксперимент
1	2	3	8
1	Угол наклона ИС	град	25
2	Объем ГС	л	10
3	Модельная жидкость	-	Трансформаторное масло
4	Расход объемный при $t > 2,5$ с	м ³ /ч	36,31
5	Среднее время полного размыва	с	28,2

В ходе численного моделирования наблюдалась следующая картина. Газовое скопление вытягивалось вдоль верхней образующей трубопровода, формируя область «гидравлического прыжка». В зоне гидравлического прыжка происходило образование мелких пузырьков.

На рисунке 1а) приведены результаты, которые были зафиксированы через 18 с после начала модельного течения. Под воздействием турбулентного потока масла происходит распад ГС на крупные слагги, в каждом из которых образуется своя локальная зона «гидравлического прыжка». Зеленым цветом обозначены зоны, в которых происходит активное образование мелких пузырьков. Пузырьки мигрируют по направлению течения и подпитывают слагги, расположенные ниже по потоку. Укрупняясь, слагги всплывают под действием силы Архимеда. При этом, часть газовой фазы в виде мелких пузырьков выносится из расчетной области. Похожая картина наблюдалась при проведении стендовых испытаний (рисунок 1б).



- а) результаты моделирования в модуле «Логос Аэро-Гидро»;
 б) фактический размыв газового скопления, который наблюдался в ходе эксперимента на стенде

Рисунок 1 – Процесс размыва воздушного скопления турбулентным потоком трансформаторного масла через 18 с после начала течения

Отрыв последнего слага от первоначального положения (полный размыв) ГС по результатам численного моделирования в модуле «Логос Аэро-Гидро» произошел за 28 с, что соответствует среднему времени выноса 28,2 с, наблюдаемому в ходе стендовых испытаний.

Результаты численного моделирования в модуле «Логос Аэро-Гидро» свидетельствуют о том, что данное отечественное программное обеспечение может успешно применяться для решения задач трубопроводного транспорта жидких углеводородов, в частности для симуляции многофазных течений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Яблонский В.С., Белоусов В.Д. Проектирование нефтегазопроводов: учеб. пособ. для вузов. - М.: Гостоптехиздат, 1959. - 292 с.
2. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов: учеб. пособ. для вузов / В.С. Яблонский, В.Ф. Новоселов, В.Б. Галеев и др. - М.: Недра, 1965. - 411 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для ВУЗов / В.Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, А.Г. Немудров и др. Под общ. ред. проф. В.А. Юфина. - М.: Недра, 1978. - 407с.
4. Транспорт и хранение нефти и газа: учеб. пособ. для ВУЗов / Под ред. проф. Н.Н.Константинова и проф. П.И.Тугунова. Учебное пособие. - Л.: Недра, 1975. - 248 с.
5. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для ВУЗов. Ростов н/Д: Феникс, 2016. - 540 с.

ВЛИЯНИЕ ВАРИАТИВНОСТИ ФАКТОРОВ НА ТОЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ БИНАРНОГО КОМПОЗИТА НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

Е.С. Климанова, А.П. Науменко

Омский государственный технический университет, г. Омск

В настоящее время использование искусственных нейронных сетей (ИНС) для контроля показателей деформационных свойств грунтов является одним из перспективных направлений совершенствования инженерно-геологических исследований грунтов оснований для обустройства промышленных и гражданских сооружений, особенно в районах многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Выполненный обзор публикаций, посвящённых данной теме, подтверждает целесообразность применения данного подхода [1]. Цель данных исследований заключается в изучении влияния вариативности данных, используемых для подготовки ИНС, на точность контроля модуля деформации E бинарного композита (БК) с помощью ИНС. Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи: подготовлены данные, на основе которых была разработана программа ИНС; выполнены серии испытаний обученной ИНС; проведен анализ результатов исследований с рекомендациями по подготовке ИНС и данных для её обучения.

В качестве данных для обучения ИНС были взяты результаты выполненных компрессионных испытаний БК «песок – гранулы вспененного полистирола (ГВП)» с помощью автоматизированного испытательного комплекса АСИС. Выбор второго материала, ГВП, обусловлен преимуществом теплофизических и эксплуатационных свойств [2], при этом предлагаемый БК отличается простотой технологии подготовки и механизированной укладкой теплоизоляционного слоя в основания сооружений [3].

Таким образом, на основе полученных данных была разработана ИНС, структура которой представлена в [1]. В состав разработанной ИНС входят шесть слоёв: один входной, четыре скрытых и один выходной. Входной слой содержит 5 нейронов по числу независимых факторов, используемых для контроля модуля деформации E БК. Каждый из скрытых слоёв состоит из 64 нейронов. Выходной слой ИНС содержит один нейрон – модуль деформации E БК. Для подготовки ИНС был выбран наиболее простой и отработанный на практике режим «обучения с учителем», при котором ИНС обучается с помощью заранее подготовленной информации, которая содержит как независимые факторы, так и соответствующие им фактические зависимые показатели [4].

На практике результаты лабораторных определений показателей физических и механических свойств грунта характеризуются стохастической вариативностью, статистическим критерием которой может служить коэффициент вариации v . Для оценки влияния вариативности данных были сгенерированы искусственные числовые массивы, принадлежащие нормальному распределению, с коэффициентом вариации v в диапазоне от 0,0033 до 0,5212 для каждого из использованных показателей свойств грунта.

В качестве исходных данных для генерации тестовых обучающих массивов были использованы показатели физических и механических свойств образца БК12: модуль деформации $E_{BK12}=13,562$ МПа; эквивалентный диаметр частиц грунта $d_s=0,087$ мм; влажность БК $w=0,07$; объёмная доля ГВП в БК $\phi_{ГВП}=0,1$; начальная плотность БК $\rho_n=1,58$ г/см³; вертикальная нагрузка на БК $\sigma_n=0,18$ МПа.

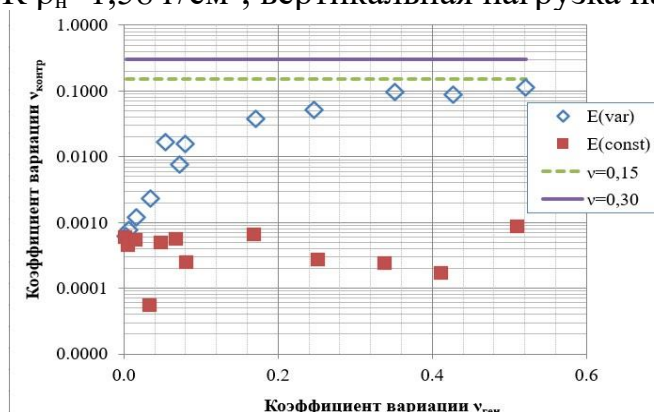


Рисунок 1 – Результаты обучения ИНС на основе сгенерированных массивов

Как видно из представленных на рисунке 1 результатов исследований, для сгенерированных данных, содержащих, как фиксированное значение модуля деформации E_{const} , так и вариативные его значения E_{var} , предельные значения коэффициента вариации v_{kont} контроля модуля деформации E БК ИНС в случае нормального распределения сгенерированных данных, не превысили предельно допустимых значений коэффициентов вариации v в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Таким образом, в ходе исследований было установлено, что абсолютное значение относительной погрешности $|\delta|$ контроля модуля деформации E БК ИНС не превысило 10,02 % (при доверительной вероятности $P=0,95$). Коэффициент вариации v_{kont} контроля модуля деформации E БК ИНС для максимальных значений коэффициента вариации v_{gen} сгенерированных массивов составил $8,4 \cdot 10^{-4}$ (для E_{const}) и 0,111 (для E_{var}). Было установлено, что коэффициент вариации v_{kont} контроля модуля деформации E БК с помощью ИНС в среднем в 6,83 раз меньше коэффициента вариации v_{gen} сгенерированных массивов, использованных для обучения ИНС.

Структура использованной ИНС, режим её обучения, применение с этой целью малых объёмов данных продемонстрировали высокую устойчивость к вариативности исходных данных предлагаемого метода контроля модуля деформации E БК. На практике это позволит эффективно решать задачу контроля модуля деформации E БК в условиях стохастического характера показателей физических и механических свойств грунтов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Климанова, Е. С. Определение модуля деформации бинарного композита с помощью искусственной нейронной сети [Электронный ресурс] / Е. С. Климанова. –// Омский научный вестник. – 2024. – Т. 190, № 2. – С. 153–162. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/opredelenie-modulya-deformatsii-binarnogo-kompozita-s-pomoschyu-iskusstvennoy-neyronnoy-seti>. [DOI: 10.25206/1813-8225-2024-190-153-162].
2. Климанова, Е. С. Совершенствование оснований резервуаров для хранения нефти / Е. С. Климанова // Нефть и газ - 2022 : материалы 76-ой международной молодежной научной конференции (Москва, 25-29 апр. 2022 г.). – Москва : Изд-во РГУ им. И.М. Губкина, 2022. С. 224–232.
3. Патент № 2826404 Российская Федерация, МПК C04B 16/08 (2006.01), C04B 40/00 (2006.01). Способ изготовления бинарного композита «песок – гранулированный пенополистирол» : № 2023103311 : заявл. 27.02.2023 : опубл. 09.09.2024, бюл. № 25 / Е.С. Климанова ; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Омский государственный технический университет". – 9 с. : ил.
4. Chollet F. Deep Learning with Python. Second edition. Manning Publications, New York: Shelter Islands, 2021.

ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОВОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО НАГРЕВА НА ПРОДУКЦИЮ ЗАЧИСТКИ РВС

Л.А. Ковалева, В.И. Валиуллина

Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа,

В настоящее время существует проблема зачистки РВС от остатков высоковязких нефтепродуктов и механических примесей. Есть несколько методов, гарантирующих наиболее эффективный результат, а именно, разогрев горячей водой или паром; циркуляционный подогрев затопленными струями по схеме «резервуар-насос-теплообменник-резервуар»; гидромониторный способ. Но в результате таких зачинок образуются нежелательные продукты, такие как устойчивая водонефтяная эмульсия со взвешенными твердыми продуктами зачистки (ил, ржавчина, песок и т.д.); промывочная вода, содержащая эмульгированный нефтепродукт и/или растворенный бензин; техническое моющее средство, содержащее эмульгированный нефтепродукт; смесь разогретого и разжиженного остатка с товарным топливом. Решением проблемы может оказаться обработка образованной водонефтяной эмульсии (ВНЭ) электромагнитными (ЭМ) полями в статическом и/или динамическом режиме. Таким образом, целью исследования является оценка влияния теплового и электромагнитного воздействий на ВНЭ после зачистки РВС.

Исследование процесса разделения ВНЭ под действием теплового, низкочастотного и высокочастотного электромагнитных воздействий проводилось в специальной ячейке с возможностью подогрева граней. При конструировании ячейки использовались проводящие стекла с напылением индия-олова, на которых были вытравлены зигзагообразные электроды. Для регулирования температуры в ячейке алюминиевые трубки соединялись с термостатами LOIP LT-117b и LAUDA Alfa A6. При низкочастотном электрическом воздействии, на систему электродов, вытравленных на боковых стенках ячейки, подавалось переменное двуполярное напряжение от генератора сигналов произвольной формы 33522A (Agilent Technologies), усиленное через Tabor 9100 (Tabor Electronics Ltd.), а при высокочастотном электрическом воздействии – AG1100 (T&C Co). Эксперименты были выполнены с использованием эмульсий типа «вода в масле», стабилизированные олеофильным поверхностно-активным веществом Span80, массовой концентрацией $C=5\%$. Были проведены исследования эффективности воздействия электрического поля на эмульсию, таким образом при НЧ ЭМ воздействии частота электрического поля составила 500 кГц при напряжении 300 В, при ВЧ – 8 МГц при напряжении 300 В.

В ходе экспериментов было замечено, что при воздействии на эмульсию ВЧ полем процесс оседания капель был интенсивнее, чем при воздействии НЧ полем. Наблюдалось, что при НЧ воздействии капли водной фазы в эмульсии собирались в областях максимальных напряженностей в межэлектродном пространстве и находились там вплоть до отключения поля, в то время как при ВЧ воздействии капли коалесцировали в межэлектродном пространстве и сразу же оседали.

Выявлены особенности воздействия низкочастотного и высокочастотного электромагнитных полей на эмульсию в сочетании с тепловым воздействием. Показано, что ВЧ ЭМ воздействие значительно (в проведенных экспериментах более, чем на 30%) эффективнее НЧ ЭМ воздействия. Причем, в отличие от гравитационного осаждения в сочетании с нагревом снизу, в случае ВЧ ЭМ воздействия в таких же условиях можно достичь 100%-го расслоения эмульсии за счет разрушения бронирующих оболочек ПАВ на поверхности капель, что в комбинации с хаотичными конвективными потоками способствует их коалесценции и ускоренному расслоению.

ПРИМЕНЕНИЕ КВАНТОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ

*Корнелиус Тимоти Тевин Танги, Дембеле Модибо,
Пака-Бантуд Глуар Шерюбэн, Евграфов Максим Богданович
РУДН, г. Москва*

Утечка подземных коммуникаций – это серьёзная проблема, с которой сталкиваются инженеры. Она ведёт как к экономическим, так и к экологическим проблемам. При возникновении такой утечки необходимо как можно скорее выявить её и устранить. В настоящее время существует множество методов обнаружения утечек в подземных коммуникациях: от старых традиционных, таких как испытание гидростатическим давлением, тепловизионная диагностика, геофизические методы и т. д., до новых современных, таких как лазерные и инфракрасные детекторы, использование IoT и квантовая гравиметрия.[1] Мы считаем самым перспективным методом квантовую гравиметрию, поэтому проведём исследование этого метода и выявим его особенности, преимущества и перспективы развития [2].

Квантовая гравиметрия — это инновационная технология для измерения гравитационного поля Земли с очень большой точностью. Принцип работы основан на использовании квантовых эффектов в очень холодных атомах. В плотных скоплениях атомов, охлаждённых до температур, близких к абсолютному нулю, лазеры создают состояние, похожее на интерферометр. Колебания гравитационного поля, возникающие, например, из-за протечек жидкости в подземных трубопроводах, влияют на то, как эти атомы движутся, и это фиксируется прибором. Технические характеристики включают абсолютную точность до девятого знака после запятой и способность обнаруживать аномалии в диапазоне нескольких десятков микро-Галь [3].

В процессе дальнейшего развития квантового зондирования эта технология произведёт революцию в нефтегазовой промышленности. Благодаря этой технологии можно получать высокоточные данные в режиме реального времени, что способствует быстрому выявлению и устранению возникающих проблем.

В основе подповерхностного квантового зондирования лежат несколько фундаментальных принципов, основанных на квантовой механике. Эти принципы позволяют создавать датчики, превосходящие по своим возможностям классические аналоги (квантовая суперпозиция, квантовая запутанность, квантовые измерения). Существует множество типов квантовых датчиков для применения в недрах земли: атомные часы и гравиметры, азотно-вакансионные (AB) центры в алмазе, квантовые источники и детекторы света, сверхпроводящие квантовые интерферометры [3].

Квантовая гравиметрия демонстрирует ряд значительных преимуществ при обнаружении утечек в подземных коммуникациях. Прежде всего, метод отличается неинвазивным характером — технология не требует проведения земляных работ или установки дополнительного оборудования на трубопроводах, что особенно актуально при обследовании городской инфраструктуры.

Особую ценность представляет высокая чувствительность метода, способного выявлять даже минимальные утечки объёмом от 50–100 литров в сутки. Технология универсальна в применении и может использоваться в различных условиях местности, при этом оставаясь экологически безопасной для окружающей среды. Точность измерений обеспечивается благодаря использованию передовых квантовых технологий, гарантирующих достоверность получаемых данных.[3]

Метод имеет ряд существенных ограничений, связанных с зависимостью от геологических условий. Неоднородность грунта и наличие подземных сооружений создают помехи, требующие сложной обработки данных с помощью математического моделирования и систем искусственного интеллекта.

Значительное препятствие для широкого применения технологии составляет высокая стоимость оборудования и обслуживания, а также необходимость привлечения высококвалифицированного персонала. Эксплуатация системы требует создания специальных условий, что существенно ограничивает возможности практического использования метода при обнаружении утечек.

В ходе настоящего исследования был проведен комплексный анализ возможностей применения квантовой гравиметрии для обнаружения утечек в подземных коммуникациях. Основное внимание было уделено изучению принципов работы технологии, её технических характеристик и потенциальных возможностей.

Перспективность дальнейших исследований обусловлена значительным потенциалом квантовой гравиметрии как инновационного метода обнаружения утечек. Развитие технологии может привести к созданию более компактных и доступных измерительных систем, способных работать в реальном времени.

Важным направлением будущих исследований является совершенствование алгоритмов обработки данных и снижение зависимости от геологических условий. Перспективным представляется также интеграция квантовой гравиметрии с другими современными технологиями мониторинга подземных коммуникаций.

Результаты исследования показывают, что квантовая гравиметрия может стать революционным инструментом в области диагностики подземных коммуникаций. При дальнейшем развитии технологии возможно создание высокоэффективных систем раннего обнаружения утечек, способных работать в автоматическом режиме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бердник, А. Г. Особенности организации непрерывного мониторинга магистральных газопроводов для снижения рисков возникновения чрезвычайных ситуаций / А. Г. Бердник, М. М. Бердник // Технологии гражданской безопасности. – 2025. – Т. 22, № 2(84). – С. 86-95. – EDN KERZHX.
2. Обнаружение подземных утечек в век квантовых технологий / NSSN // NSSN [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.nssn.org.au/news/2020/8/18/underground-leak-detection-in-the-century-of-quantum-technology/> (дата обращения: 13.10.2025).
3. Подповерхностное квантовое зондирование [Электронный ресурс] // PRISM Sustainability Directory. – URL: <https://prism.sustainability-directory.com/term/subsurface-quantum-sensing/> (дата обращения: 13.10.2025).

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРОВ БЕНЗИНА НА АВТОНАЛИВНЫХ ПУНКТАХ

*А.А. Коршак, А.В. Захарченко
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Автоналивные пункты (АНП) являются крупным источником выбросов паров бензина из автомобильных цистерн в атмосферу. Так, в результате инструментальных замеров на одном из подобных объектов в Подмосковье установлено, что они составляют 123,65 т/год. Единственным способом существенного сокращения этих выбросов является применение установок рекуперации паров (УРП) [1].

В результате анализа мирового и отечественного опыта рекуперации паров установлено, что на АНП могут быть применены:

- 1) адсорбционная УРП с рекуперацией уловленных паров бензина в насадочном абсорбере;
- 2) адсорбционная УРП с рекуперацией уловленных паров бензина в «транзитном» резервуаре;
- 3) абсорбционная УРП с насадочным абсорбером;
- 4) абсорбционная УРП с «транзитным» резервуаром;
- 5) абсорбционная УРП с «транзитным» резервуаром, доочисткой ПВС в абсорбере и рекуперацией уловленных углеводородов в абсорбере;
- 6) конденсационная УРП с рекуперацией уловленных углеводородов в холодильнике-конденсаторе.

В первом случае улавливание паров бензина производится активированным (рекуперационным) углем, а перевод их в жидкую фазу – абсорбцией дизельным топливом (ДТ) в специальном аппарате (насадочном абсорбере). Во втором случае уловленные пары бензина направляются в резервуар с дизельным топливом, которое через открытую поверхность абсорбирует их. В третьем и четвертом вариантах оба процесса осуществляются одновременно; в одном случае - в насадочном абсорбере, в другом - в резервуаре с дизельным топливом. В пятом варианте используется комбинированная схема рекуперации, а в шестом – применяется низкотемпературная конденсация углеводородов.

Сравнительный анализ достоинств и недостатков УРП разного типа применительно к АНП представлен в таблице 1. Авторам представляется, что наиболее простой и дешевой является абсорбционная УРП с «транзитным» резервуаром.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коршак А.А. Рекуперация паров нефти и нефтепродуктов. М.: Техносфера, 2024. 416 с.

Таблица 1 – Сравнительный анализ достоинств и недостатков УРП разного типа применительно к АНП

№ п/п	Тип УРП	Достоинства	Недостатки	Примечание
1	2	3	4	5
1	Адсорбционная УРП с рекуперацией паров бензина в насадочном абсорбере	1) Имеется положительный опыт эксплуатации на объектах ПАО «Транснефть». 2) Имеется российский поставщик наилучшего по характеристикам рекуперационного угля. 3) Известна фактически достигаемая средняя степень очистки паровоздушной смеси (ПВС), составляющая не менее 70 %.	1) Сравнительно высокая металлоемкость. 2) Сравнительно большие капиталовложения. 3) Относительно сложная система автоматизации. 4) Большая площадь, занимаемая адсорберами (не менее 2-х шт.) и вакуум-насосами. 5) Необходимость периодической замены рекуперационного угля. 6) ДТ должно иметь запас качества по температуре вспышки.	Аналог эксплуатируется в ООО «Транснефть-Козьмино», но в качестве абсорбента используется нефть.
2	Адсорбционная УРП с рекуперацией уловленных паров бензина в «транзитном» резервуаре (поверхностном абсорбере)	1) Имеется российский поставщик наилучшего по характеристикам рекуперационного угля. 2) Известна фактически достигаемая средняя степень очистки ПВС, составляющая не менее 70 %. 3) Меньшие капиталовложения и металлозатраты по сравнению с вариантом 1. 4) Сравнительно несложная схема автоматизации.	1) Сравнительно высокая металлоемкость. 2) Сравнительно большие капиталовложения. 3) Относительно сложная система автоматизации. 4) Большая площадь, занимаемая адсорберами (не менее 2-х шт.) и вакуум-насосами. 5) Необходимость периодической замены рекуперационного угля. 6) ДТ должно иметь запас качества по температуре вспышки.	Аналоги отсутствуют, но имеется положительный опыт отдельной эксплуатации блока с «транзитным резервуаром». В промышленных условиях достигнуто уменьшение выбросов на 80-99 %.
3	Абсорбционная УРП с насадочным абсорбером	1) Меньшие капиталовложения и металлозатраты по сравнению с вариантами 1, 2. 2) Отсутствует необходимость закупки рекуперационного угля и его утилизации после завершения использования.	1) Сравнительно высокая металлоемкость. 2) Относительно большие капиталовложения. 3) Сравнительно сложная система автоматизации. 4) Большая площадь, занимаемая адсорберами (не менее 2-х шт.) и вакуум-насосами. 5) ДТ должно иметь запас качества по температуре вспышки.	Данный тип УРП широко распространен на объектах, где одновременно производят операции с бензином и ДТ.

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Тип УРП	Достоинства	Недостатки	Примечание
1	2	3	4	5
4	Абсорбционная УРП с «транзитным» резервуаром	1) Наименьшие капиталовложения и металлозатраты по сравнению с вариантами 1, 2 и 3. 2) Минимальная занимаемая площадь. 3) Простая схема автоматизации.	1) ДТ должно иметь запас качества по температуре вспышки.	Испытана в промышленных условиях. Степень очистки ПВС от углеводородов в условиях нефтебаз 80-99 %.
5	Абсорбционная УРП с «транзитным» резервуаром, доочисткой ПВС в адсорбере и рекуперацией уловленных углеводородов в абсорбере	1) Наименьшие капиталовложения и металлозатраты по сравнению с вариантами 1, 2 и 3. 2) Минимальная занимаемая площадь. 3) Простая схема автоматизации. 4) Благодаря доочистке в адсорберах, устраняется зависимость степени очистки ПВС от углеводородов от коэффициента оборачиваемости резервуаров. 5) Увеличение срока службы рекуперационного угля и интервалов времени между операциями вакуумирования по сравнению с вариантами 1 и 2.	1) Дополнительные (в сравнении с вариантом 4) капиталовложения на адсорберы, вакуум-насосы, воздухоудку. 2) Дополнительные энергозатраты на работу вакуум-насосов и воздухоудку (в сравнении с вариантом 4).	В России аналоги отсутствуют
6	Адсорбционная УРП с конденсацией уловленных паров бензина	Возможность реализации уловленного бензина	1) Сравнительно высокие энергозатраты. 2) Отрицательный опыт применения УРП в Новороссийском морском торговом порту. 3) Дополнительная налоговая отчетность в связи с реализацией уловленного бензина.	Высокая степень улавливания паров бензина достигается только при глубоком охлаждении ПВС (от минус 60 °С и ниже).

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПРИ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИИ В КАЧЕСТВЕ АБСОРБЕНТА

А.А. Коршак, А.В. Захарченко, Ю.В. Лесина, Д.Э. Гатауллин

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа

Для автоналивных пунктов и нефтебаз наиболее целесообразно применять абсорбционные установки рекуперации паров бензина (УРП) [1], т.к., с одной стороны, они наименее капиталоемки, а с другой, на этих объектах имеются большие запасы постоянно обновляемого низколетучего абсорбента – дизельного топлива (ДТ), имеющего относительно большой запас качества по температуре вспышки, которым можно пожертвовать. При этом очень важно уметь прогнозировать насколько снизится температура вспышки ДТ при попадании в него малых количеств бензина.

Исторически сложилось, что данные исследования выполнялись применительно к последовательной перекачке бензинов и ДТ по магистральным нефтепродуктопроводам. Проведены они были преимущественно на бензинах и дизельных топливах, которые в настоящее время не выпускаются.

В аналитической лаборатории НТЦ ООО «НИИ Транснефть» были проведены эксперименты по изучению изменения температуры вспышки межсезонного дизельного топлива ЕВРО (ДТ-Е-К5), выпускаемого АО «Газпромнефть – МНПЗ» и АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» при подмешивании бензинов Аи-92 и Аи-95, произведенных ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» и АО «Газпромнефть – МНПЗ», в количестве от 0 до 0,6% (об.).

Эксперименты проводились в ООО «НИИ Транснефть» в соответствии с ГОСТ 6356-75 «Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле» и ГОСТ ISO 2719 «Нефтепродукты и другие жидкости. Определение температуры вспышки. Методы с применением прибора Пенски— Мартенса с закрытым тиглем» на регистраторе температуры вспышки нефтепродуктов автоматическом «Вспышка – АЗТ».

Обработка полученных результатов показала следующее:

1) зависимость температуры вспышки ДТ от концентрации бензина может быть аппроксимирована уравнением прямой

$$t_{\text{дт.р}} = -a_t \cdot K_{\text{Б}} + t_{\text{дт0}}, \quad (1)$$

где a_t – эмпирический числовой коэффициент, °С /%;

$K_{\text{Б}}$ – концентрация бензина в ДТ, % об.;

$t_{\text{дт0}}$ – исходная температура вспышки ДТ, °С.

2) коэффициент a_t значимо зависит только от исходной температуры вспышки ДТ и может быть рассчитан по формуле (коэффициент детерминации $R^2 = 0,9225$)

$$a_t = 0,127 \cdot t_{\text{дт0}}^2 - 15,11 \cdot t_{\text{дт0}} + 466,28 \quad (2)$$

где $[a_t] = \text{град}/\%$; $[t_{\text{дт0}}] = \text{°С}$.

Среднеквадратичная погрешность прогнозирования величины $t_{\text{дт}}$ по формулам (1), (2) при количестве опытов $N = 46$ составляет 2,7 %, что точнее, чем по формулам других авторов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Коршак А.А. Рекуперация паров нефти и нефтепродуктов. М.: Техносфера, 2024. 416 с.

РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕТРАНСПОРТА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

О.В. Крайнева

Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова

В соответствии с федеральным законом «Об охране окружающей среды» предприятия нефтегазотранспорта реализуют на своих объектах программу комплексного производственного экологического мониторинга. Программы мониторинга разрабатываются индивидуально под проект и включают в себя как обязательные показатели качества природной среды, так и дополнительные, позволяющие отследить происходящие в окружающей среде изменения под воздействием производственного объекта и спланировать мероприятия по управлению нежелательными изменениями.

В докладе представлены результаты экологического мониторинга с объектом контроля – сезонно-талый слой (СТС) в районе прохождения трассы межпромыслового нефтепровода Ардалинского нефтепромысла. Нефтепромысел и трубопровод расположены в Ненецком автономном округе в районе распространения многолетней мерзлоты. Ежегодное проведение экологического мониторинга позволило выявить нежелательные криогенные процессы и принять меры по управлению ими.

Мониторинг СТС на рассматриваемом объекте проводился с 1995 года и в ходе его выполнения были выявлены следующие закономерности. Сезонное оттаивание почвы начинается сразу после схода снега и завершается к концу августа. В октябре вновь происходит ее замерзание. Глубина СТС варьируется от 0,4 до 2,8 метров. Данные по сезонному оттаиванию собирались на 24 пунктах нефтепромысла и на трассе трубопровода. За период наблюдений, была выявлена тенденция к увеличению мощности СТС. Увеличение глубины СТС оказывает влияние на состояние многолетнемерзлых пород [1], приводит к смыканию макропор и провоцирует просадку грунта, который является фундаментом опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли. Изменения СТС могут оказывать влияние на режим надмерзлотных вод, что в свою очередь приводит к деградации многолетней мерзлоты.

Для анализа принята к рассмотрению выборка из 28 точек за период с 1995 по 2014 год [2, 3] по средним показателям. Динамика изменения СТС по годам для отдельных точек мониторинга показала, что наблюдается увеличение глубины сезонного оттаивания. Также было установлено, что концентрация ионообменного натрия в водной вытяжке почв сезонно-талого слоя в зоне распространения массивной и островной многолетней мерзлоты связана с

глубиной сезонного оттаивания. В 78% случаев для меньшей мощности СТС наблюдалось повышенное содержания ионообменного натрия, а в точках замера, где концентрация ионообменного натрия была пониженная – наблюдалось более глубокое оттаивание СТС. Таким образом, по катионному составу можно определить глубину сезонного оттаивания. Уменьшение концентрации ионообменного натрия в водных вытяжках свидетельствует об увеличении глубины СТС, что в свою очередь приводит к изменению гидрологического режима и активизации морозного пучения, и как следствие изменению устойчивости грунтов под площадными и линейными объектами нефтегазового комплекса, расположенными в районах распространения многолетней мерзлоты.

Однако на объекте исследования в 2015 году по рекомендации компании, проводящей мониторинговые работы, показатель «натрий ионообменный» в водной вытяжке почв был исключен из программы производственного экологического мониторинга, что, по мнению автора, лишило нас важного инструмента прогноза состояния и изменения деятельного слоя и мерзлоты в районе нефтепромысла и нефтепровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конищев В. Н. Реакция вечной мерзлоты на потепление климата // Вестник МГУ. Серия. – 2009. – Т. 5. – С. 10-20.
2. Крайнев В.Г. Анализ изменения сезонно-талого слоя на объектах Ардалинского нефтегазопромысла Материалы Международного молодежного научного форума «ЛОМОНОСОВ-2021» / Отв. ред. И.А. Алешковский, А.В. Андриянов, Е.А. Антипов, Е.И. Зимакова. [Электронный ресурс] – М.: МАКС Пресс, 2021. – 1 электрон. опт. диск (DVD-ROM); 12 см. – 2000 экз. ISBN 978-5-317-06593-5
3. Губайдуллин, М.Г. Методы защиты верхней части геологической среды на основе локального мониторинга при эксплуатации нефтяных месторождений Европейского Севера России: монография / М.Г. Губайдуллин, Н.А. Макарский, Б.Х. Хамидов; Сев. (Арктич.) федер. ун-т. – Архангельск: ИПЦ САФУ, 2013. – 168.

КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ПОЛОСТИ ТРЕЩИН В ОБОРУДОВАНИИ

А.М. Кузеев, С.А. Васильев, Д.В. Севостьянов, В.А. Гафарова

УГНТУ, г. Уфа

Композиционные материалы (КМ) на эпоксидной основе являются наиболее перспективными для ремонта оборудования с трещинами [1]. Опыт использования таких КМ показал, что успешное их применение зависит от комплекса эксплуатационных свойств и учета специфических особенностей расположения трещин в оборудовании.

Основными показателями КМ являются их реологические свойства на стадии формирования и заполнения полости трещин, пластические свойства, прочность, усталостная долговечность. Для реализации этих показателей используются в качестве дисперсной фазы различные материалы, в том числе и растительного происхождения. Использование растительных наполнителей высокими темпами развивается в автомобильной промышленности [2]. В настоящих исследованиях в качестве наполнителей для КМ использовали шелуху гречихи и оценили изменения реологических и прочностных свойств при добавлении в состав магнитные частицы оксида железа наноразмеров.

При добавлении наночастиц текучесть жидкой фазы возросла с 0,12 мм/с до 0,28 мм/с. Полученный эффект в жидкой фазе проявился и при формировании твердой фазы: прочность возросла с 20,7 МПа до 38,0 МПа. Изменения произошли в результате захвата объема наночастицами. Шелуха гречихи была оттеснена на периферийные области образцов, а кристаллиты эпоксидной смолы уменьшились в размерах. Эксперименты показывают, что добавление наночастиц в структуру КМ существенно может изменить его механические и реологические свойства, что позволяет регулировать поведение материала при его формировании в полости трещин.

Проанализировав результаты экспериментов с добавлением наночастиц в композиты с наполнителем растительного происхождения было решено провести исследования по изучению свойств других наноматериалов. Современные технологии позволяют получать углеродные нанотрубки (УНТ) с различным количеством свернутых графеновых слоев [3]. Считается, что УНТ с числом трубок 1-3 относятся к нанообъектам. Особенностью однослойных УНТ является их объемное распределение в виде «ваты» [4]. Такое распределение, при их использовании в качестве наполнителя, затрудняет получать равномерные свойства в объеме КМ, поэтому предпочтение отдается многослойным УНТ.

Проведены сравнительные эксперименты по оценке прочности КМ при использовании однослойных и многослойных УНТ (КМ 1 и КМ 2) (таблица1).

Таблица 1 – Состав КМ и механические характеристики

КМ 1	Эпоксидная смола / отвердитель ПЭПА / наполнитель: нанотрубки TUBALL г. Новосибирск	855 Н
КМ 2	Эпоксидная смола / отвердитель ПЭПА / наполнитель: нанотрубки УГНТУ	1671 Н

Образцы для испытания формировались в силиконовых формах и разрушались растяжением в разрывной машине. Для формирования всех КМ использовали эпоксидную смолу ЭД-20 и отвердитель ПЭПА. Из данных таблицы видно, что использование многослойных УНТ при прочих равных условиях в два раза увеличивает прочность, что дает нам возносить использовать их в дальнейших экспериментах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гафарова В.А. Гибридные композиционные материалы для заделки трещин в оборудовании / Нефтегазовое дело, 2025. Т. 23, № 4. С. 121-131.
2. Дасковский М.И., Дориомедов М.С., Севастьянов Д.В., Скрипачев С.Ю. Полимерные биокомпозиты – перспективы применения (обзор) / Авиационные материалы и технологии, 2017, №3 (48). С.74-80
3. Иржак Т.Ф., Иржак В.И. Эпоксидные нанокомпозиты / Высокомолекулярные соединения. Серия А, 2017. Т.59, №6. С.485-522.
4. Баймова Ю.А., Мулюков Р.Р. Графен, нанотрубки и другие углеродные наноструктуры. – М.: РАН, 2018. – 212 с.

**ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ
ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НА ОСНОВЕ ГНСС**

И.В. Лисовой, Корпорация «Тактическое ракетное вооружение»

Создание измерительных сетей на базе ГНСС-приемников, в отличие от единичных несвязанных референчных станций позволяет намного более широко использовать получаемые измерения обеспечивая высокоточной координатно-временной информацией заинтересованных потребителей.

Использование постоянного комплексного мониторинга объектов в зоне действия сети, ведение журнала смещений за длительный период времени, контроль целостности самой сети в части дифференцирования собственных смещений антенн и контролируемых объектов позволяют вести с необходимой точностью динамическое наблюдение пространственного-высотного положения контролируемых объектов, разрабатывать прогнозные модели с целью предотвращения, либо оперативного реагирования на неплановые смещения.

Мониторинг целостности сети, мониторинг смещений антенн, периодический мониторинг контрольных точек, постоянный мониторинг особо критичных объектов, расширение использования измерительной информации сети для новых задач, например, таких как воздушно-лазерное сканирование и дистанционное зондирование Земли, разработка новых решений, интеграция с другими технологиями, получение данных не только текущих измерений, но и временная ретроспектива событий и состояний, все это позволяет проводить поиск новых, разработку и совершенствование имеющихся прогнозных моделей минимизируя или упреждая влияние широкого круга факторов на возможное возникновение чрезвычайных ситуаций.

Российские алгоритмы высокоточной навигации, возможность применения отечественных навигационных сервисов и функциональных дополнений системы ГЛОНАСС, а также других дружественных ГНСС, сервисов PPP, собственный протокол обмена данными с возможностью адаптации под задачи заказчика путем использования проприетарных сообщений в протоколе, помогают достичь навигационной независимости и технологического суверенитета разрабатываемых решений.

Путь самостоятельного развития требует глубокой локализации и технологий, и производства.

АО «КБ НАВИС» ведет полный цикл разработки своих решений, от топологии микросхем обработки навигационных сигналов, собственных алгоритмов вычислений и до создания конечной аппаратуры с учетом требований и имеющейся инфраструктуры заказчиков. На базе разрабатываемой аппаратуры создаются аппаратно-программные комплексы, так например, под требования геотехнического мониторинга объектов трубопроводного транспорта была разработана местная автоматизированная геодезическая сеть, включающая в себя аппаратуру постоянно действующих референчных станций, управление которыми сосредоточено в едином вычислительном центре с возможностью, при необходимости, создания распределенных серверных узлов

с несколькими пунктами управления, а также аппаратура со специально разработанным полевым программным обеспечением для выполнения периодического мониторинга контрольных точек. В рамках проекта была разработана технология и протокол передачи измерительной информации через сети подвижной технологической профессиональной мобильной радиосвязи (ПМР) стандарта TETRA. Передача данных в сетях ПМР характеризуется малой скоростью и значительными задержками в канале связи, и это, вместе с растущим влиянием помех приему ГНСС сигналов, также является одним из направлений, требующих особого внимания при эволюционировании сетей сбора и обработки навигационно-временной информации.

В перспективе развития этого направления рассматривается создание станций постоянного контроля для мест, требующих непрерывного мониторинга, создание прогнозных моделей на основе анализа данных результатов измерений, получаемых в пилотных проектах, поиск новых способов передачи измерительной информации потребителю в рамках сети постоянно действующих станций, отработка новых перспективных технологий позиционирования на базе локальных относительных навигационных систем, разработка помехоустойчивых инфраструктурных ГНСС приемников и антенных систем. Это как раз то, что не может быть компенсировано никаким, даже дружественным импортом.

Глобальные изменения политического ландшафта наглядно и очень сильно влияют на доступность различных технологий, вместе с тем открывая окно возможностей, где на острие задач становится отечественный производитель. Для успешного сотрудничества предприятий нефтегазового комплекса и отечественного производителя необходимо принятие новых форм кооперации, в которых должны иметь место и реализация текущих потребностей заказчика, и научно-изыскательская работа в целях эволюционирования систем геотехнического мониторинга на базе ГНСС с учетом необходимости плавной миграции к новым технологиям.

УДАЛЕНИЕ СОЛЕВЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ БЕЗ РЕАГЕНТОВ В РЕЖИМЕ ОНЛАЙН

*В.В. Лыков, М.Ш. Минцаев, М.С. Сайдумов, И.О. Алиев, А. Индербаев
ГГНТУ им. акад. Миллионищикова. г. Грозный*

Проблемы с образованием твердых солевых отложений (ТСО) существуют во всех отраслях промышленности. В нефтяной промышленности асфальтено-смоло-парафиновые отложения (АСПО) добавляются к ТСО [1].

В Научно-исследовательской лаборатории импульсных технологий (НИЛИТ) ГГНТУ разработана прорывная технология удаления твердых отложений в трубопроводах сложной конфигурации электрогидравлическим ударом снаружи трубопровода - технология ЭГУСТ [2].

Технология ЭГУСТ использует электрогидравлический эффект – образование ударной волны в жидкости в результате импульсного высоковольтного разряда. Технология ЭГУСТ позволяет удалять ТСО без остановки работы трубопровода с максимальной степенью перекрытия проходного сечения 100%! Удаление ТСО не требует наличия жидкости внутри трубопровода, предназначена для трубопроводов любой конфигурации и резервуаров, работает для любых отложений и является экологически чистой технологией, так как не использует ингибиторы. Установочная мощность оборудования ~3 кВт.

На рисунке 1 показаны результаты удаления ТСО методом ЭГУСТ в цехе №82 компании АО «Башкирская содовая компания» (г. Стерлитамак) в вертикальном технологическом трубопроводе. Внешний диаметр трубы 219 мм. Тип отложений СаО-Са(ОН). Скорость образования отложений около 7 мм в сутки; труба закупоривается на 100% за 14 дней. Удаление ТСО в настоящее время проводится вручную арматурой (ломом) раз в две недели с остановкой трубопровода. Степень закупорки трубы на начало испытаний 99% (рисунок 1а).

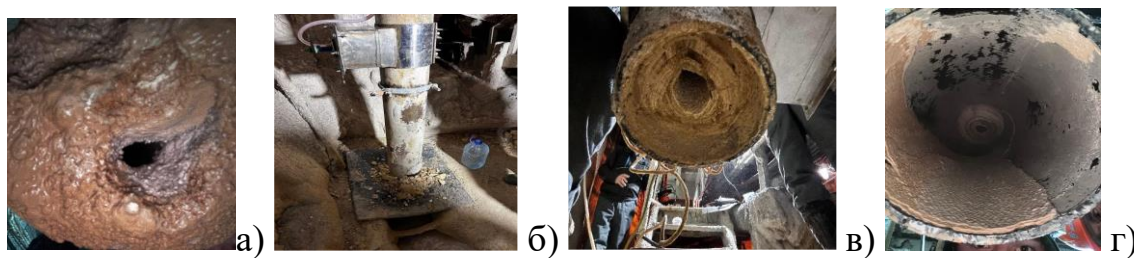


Рисунок 1 – Удаление ТСО из вертикального технологического трубопровода (диаметр 219 мм) в ОА «Башкирская Содовая Компания» методом ЭГУСТ: а) ТСО внизу трубы на начало испытаний; б) труба с оснасткой; в) промежуточный результат; г) труба после удаления ТСО

Проведенные опытно-промышленные испытания показали, что стенки трубы после воздействия очищаются от ТСО полностью и не повреждаются.

При высокой скорости образования отложений, - при закупорке сечения трубы на более чем 50% за 3-4 недели, - наиболее целесообразен режим онлайн

очистки трубопровода. Удаление ТСО проводится по мере нарастания ТСО до уровня закупорки сечения трубы на 3-5%. Фрагменты ТСО удаляются рабочей жидкостью.

При скорости закупорки сечения трубы на 20-25% за квартал, или если уже произошла закупорка сечения на 50% и более, проводятся разовые (регламентные) работы по удалению ТСО. В этом случае разрушение ТСО производится одной или несколькими оснастками, которые устанавливаются на трубе и последовательно перемещаются вдоль нее по мере удаления ТСО. Фрагменты ТСО удаляются или рабочей жидкостью или водой под давлением при помощи гидродинамического оборудования.

Регламентные работы проводятся на базе мобильной лаборатории НИЛИТ-ГГНТУ (рис. 2). Мобильная лаборатория успешно прошла испытание по удалению ТСО методом ЭГУСТ в полевых условиях на промысле АО «Грознефтегаз», в «ЕВРАЗ Ванадий Тула» по удалению отложений в шламопроводе, в АО «Башкирская содовая компания».

Технические характеристики мобильной лаборатории: 1) автомобиль Газель-Некст; 2) количество пассажиров - шесть; 3) автономное питание 220В/6,5 кВт; 4) автономное заземление.

Оборудование мобильной лаборатории: 1) три генератора высоковольтных импульсов с кабелями позволяющие одновременно обслуживать 6 оснасток разных диаметров; 2) оснастки на трубы диаметрами: 89, 108, 159, 219, 325 мм; 3) оборудование для гидродинамической очистки трубы от фрагментов ТСО под давлением более 100 атм; 4) вспомогательное оборудование.



Рисунок 2 Мобильная лаборатория для безреагентного удаления твердых солевых отложений на базе автомобиля «Газель-Некст»: а) общий вид лаборатории снаружи; б) внутри лаборатории

В зависимости от сложности задачи возможно применение того или иного способа удаления отложений из трубопровода любой конфигурации.

[Работа выполнена по Программе ПИШ - «РосГеоТех».](#)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валежанин И. В. Солеобразование в нефтегазовой отрасли и переход в сторону «зеленых» ингибиторов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Вып. 2 (148). С. 61-85. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2024-2-61-85>. EDN: VADAXL.
2. Лыков В.В., Минцаев М.Ш., Сайдумов М.С., Магомадов Р.Х., Алиев И.О., Индербаев А. Технология удаления отложений в трубопроводах сложной конфигурации электрогидравлическим ударом // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – Т. 15, № 3. – С. 200-208. – DOI 10.28999/2541-9595-2025-15-3-200-208. – EDN IBBILN.

СИСТЕМА ВИБРОКОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ, ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ И ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

*А.С. Меркушев, ООО «Инновационные инженерные системы», г. Уфа,
М.А. Бикмухаметова, Д.Ф. Габбасов, УГНТУ, г. Уфа*

Работа крупных производственных предприятий сегодня немыслима без развития и внедрения стратегий и систем, направленных на оптимизацию работы и продление срока службы оборудования, основных фондов и инфраструктуры. Одним из направлений в этой области являются системы контроля и мониторинга технического состояния динамического оборудования. Системы стационарного вибромониторинга используются крупными производственными предприятиями для повышения промышленной безопасности, снижения эксплуатационных затрат, увеличения прибыли.

На кафедре «Технология металлов в нефтегазовом машиностроении» УГНТУ ведется разработка системы контроля вибрации и мониторинга технического состояния оборудования на основе беспроводных датчиков вибрации, включающая в себя минимально необходимые компоненты с возможностью расширения функционала по мере необходимости. Эта система изначально имеет другой принцип построения, нежели имеющиеся сегодня. Основной целью её является максимальный охват всего динамического оборудования предприятия. Для распространения непрерывного мониторинга на оборудование общего назначения необходимо снижать его стоимость. Такие новинки, как микропроцессорный (интеллектуальный) датчик со встроенным беспроводным передатчиком данных в центральный концентратор полностью изменит и намного расширит эту область при условии, что стоимость установки на каждую машину сможет быть снижена до нескольких сотен долларов. Программное обеспечение и интернет-технологии являются ключевыми моментами для увеличения эффективности мониторинга состояния оборудования [3]. Именно такой подход к построению системы стационарного вибромониторинга используется компанией ООО «Инновационные инженерные системы» при производстве систем контроля и мониторинга «Vibrix». Благодаря гранту от «Фонда содействия инновациям» был создан готовый полнофункциональный макетный образец беспроводного датчика вибрации и получен Патент на полезную модель № 231378. Чувствительный элемент этого датчика срабатывает в момент превышения допустимого уровня вибрации наблюдаемого оборудования. Датчик по беспроводной сети LoRaWan посылает сигнал на компьютер, благодаря чему обслуживающий персонал предприятия

имеет возможность вовремя отреагировать и сохранить оборудование в работоспособном состоянии. Далее, произведя минимальное техническое обслуживание и устранив причины повышенной вибрации, продолжить безопасную эксплуатацию агрегата.

Все данные аккумулируются в облачном хранилище для последующей обработки и построения предиктивной аналитики. Возможности искусственного интеллекта позволяют произвести анализ накопленных данных и предсказывать вероятное развитие событий. Так же использование искусственного интеллекта позволяет расширять и перестраивать систему мониторинга без существенных изменений и доработок, интегрируя новые элементы по мере необходимости. Например, где это требуется, можно установить датчики, передающие непрерывно данные виброскорости, виброускорения или виброперемещения. Датчики автоматически настроятся в системе и она, начав получать дополнительные данные, сама будет сохранять и анализировать их в дальнейшем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ширман А.Р. Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования, М. 1996, 276 с.
2. Костюков В.Н., Науменко А.П., Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин Новосибирск: СО РАН, 2014, 286 стр.
3. Джон С. Митчел «От измерения вибрации до обслуживания по фактическому состоянию. 70 лет непрерывного прогресса» пер. Азовцева, журнал «Sound and Vibration», 2007.
4. Неразрушающий контроль: Справочник: В 7 т. Под общ. Ред. В.В. Клюева. Т. 7: В 2 кн. Кн. 1: В.И. Иванов, И.Э. Власов. Метод акустической эмиссии/ Кн. 2: Ф.Я. Балицкий, А.В. Барков, Н.А. Баркова и др. Вибродиагностика. – М.: Машиностроение, 2005. – 829 с.
5. Кадомцев М.И., Развеева И.Ф., Вибродиагностика стержневых конструкций с применением нейросетевых методов машинного обучения // Инженерный вестник Дона, 2020, №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/N2y2020/6306.

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАТЕРИАЛОЕМКИХ ФУНДАМЕНТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Л.Ю. Могильнер, О.А. Придеин

*ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»,
г. Москва*

Оценка технического состояния фундаментов магистральных насосных агрегатов (НА) выполнялась в составе работ по их техническому диагностированию, выполняемых для определения возможности эксплуатации фундаментов, в том числе с учетом изменения нагрузки при замене НА.

Типовой фундамент НА представляет собой железобетонную конструкцию массой порядка 30 т. Глубина заделки в грунт – до 2,6 м. Он устанавливается внутри зданий насосных станций, но при этом нагружаются автономно и независимо от других элементов этих зданий. НА соединяется с фундаментом анкерными болтами нескольких типов диаметром $d = 30 \div 40$ мм и длиной h до 1500 мм, причем длина анкеровки – не менее $10d$, т.е. не менее $300 \div 400$ мм. Средний срок эксплуатации фундаментов НА – более 40 лет.

Для подготовки к обследованиям в период 2016 – 2017 годы проведен анализ типов дефектов, которые могут возникать в данных конструкциях в ходе их многолетней эксплуатации, определен перечень работ, необходимых для определения технического состояния фундаментов, разработана и апробирована методика, согласно которой в период 2018 – 2024 годы фундаменты НА обследовались в плановом порядке.

Для разработки оптимальных объемов обследования следует иметь в виду, что согласно [1 – 3] в период длительной эксплуатации несущую способность фундамента могут снижать дефекты следующих типов:

- коррозия анкерных болтов и арматуры в объеме железобетона;
- усталостная деградация железобетона под воздействием длительной вибрационной нагрузки;
- возможное обводнение под фундаментом при подъеме уровня грунтовых вод, приводящее к снижению несущей способности основания.

Обычно в ряду характерных дефектов указывают также снижение несущей способности железобетона вследствие его пропитки техническими маслами. Однако проведенные исследования показали, что культура производства на объектах магистральных нефтепроводов достаточно высока, и замасливание фундаментов практически не обнаружено.

С учетом изложенного, а также требований ГОСТ 31937-2011, определяющего правила обследования и мониторинга технического состояния, зданий и сооружений методика обследования и оценки технического состояния фундаментов включает в себя следующие работы:

1. Измерение кренов и вертикальных осадок фундамента.
2. Изучение данных об инженерно-геологических условиях участка расположения фундамента и физико-механических свойствах грунтов основания под фундаментом, с учетом возможного обводнения или просадок грунтов.

3. Контроль состояния гидроизоляции фундамента и защитного слоя бетона на предмет наличия разрушений, трещин и других дефектов.

4. Измерение фактической прочности бетона фундамента.

5. Контроль расположения арматурных стержней.

6. Ультразвуковой контроль сплошности анкерных болтов и контроль соответствия конструкции креплений и размеров анкерных болтов требованиям проектной и/или нормативно-технической документации.

7. Оформление (восстановление при отсутствии) чертежей фундаментов с указанием фактических, по данным измерений, габаритных размеров, расположения и размеров выемок, каналов и отверстий, элементов крепления, фундаментных болтов.

8. При отсутствии – восстановление чертежей расположения фундаментов относительно конструкций зданий, в котором расположены НА.

9. Анализ проектной, исполнительной, эксплуатационной документации на предмет выявления их соответствия или несоответствия требованиям современной нормативно-технической документации.

Для приведения фундаментов в соответствие с проектной документацией или с нормативно-технической документацией, действующей на период выполнения обследований, получаемые данные используются для выполнения прочностных расчетов и разработки компенсирующих мероприятий для продолжения эксплуатации, в том числе – на режимах, отличных от проектных.

По результатам работ 2017 – 2025 годов установлено, в частности:

1. Расположение насосных агрегатов внутри зданий и периодически выполняемые компенсирующие мероприятия по сохранению проектного положения используемого оборудования способствовало тому, что пространственное положение обследованных фундаментов не претерпело сколько-нибудь существенных изменений за десятилетия эксплуатации.

2. Для выполнения прочностных расчетов, ремонта и реконструкции насосных агрегатов, прочность бетона целесообразно измерять методом ударного импульса, уточняя ее методом отрыва со скалыванием.

3. Отработана технология ультразвуковой толщинометрии при контроле анкерных болтов длиной до 1500 мм при диаметре 30 ÷ 40 мм.

4. С учетом фактического состояния узлов закрепления оборудования к фундаментам с использованием анкеров особое внимание при обследованиях следует уделять обеспечению соответствия этого закрепления требованиям нормативно-технической документации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Скуридин Н.Н., Могильнер Л.Ю., Сергеевцев Е.Ю., Графов Н.С. Анализ повреждений и износа строительных конструкций зданий на объектах магистральных трубопроводов. - Безопасность труда в промышленности, 2018, № 7, с. 29 – 34.
2. Могильнер Л.Ю., Придеин О.А., Сергеевцев Е.Ю. Применение комплекса методов неразрушающего контроля для диагностирования фундаментов насосных агрегатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020 10(2). С. 164–172.
3. Могильнер Л.Ю., Неганов Д.А., Скуридин Н.Н. Обследование металлоконструкций на площадочных объектах магистральных трубопроводов – М.: Техносфера. 2023. С. 440.

О НОВЫХ РАЗРАБОТКАХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Ф.М. Мугаллимов, УГНТУ, г. Уфа,

И.Ф. Мугаллимов, В.А. Сафонов ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа,

Б.Ф. Мугаллимов ПАО «Транснефть», г. Ленск

ООО Научно-техническая фирма «ВОСТОКнефтегаз» производит поролоновые очистные устройства плотностью от 40 до 200 г/см³ для трубопроводов диаметром 89...1420 мм. Они предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальтосмолистых и парафиновых отложений, ила, строительного мусора, вытеснения жидкостей из трубопровода, осушки трубопровода после гидравлических испытаний.

Нами в 2022 и 2025 годах запатентовали поролоновые очистные устройства: «ВОСТОК-ПМ-Т-XXX» с трансммиттером (с передатчиком электромагнитных сигналов, патент РФ № 234265 на полезную модель) и «ВОСТОК-ПМ-ХЩ» с щетками по цилиндрической поверхности устройства (патент РФ № 2779837).

Актуальность в применении таких поролоновых устройств: создать возможность контролировать движение и определять местонахождение устройства при его остановке или застревании, а также повысить эффективность очистки и ресурс устройства при его эксплуатации.

Назначение и преимущества «ВОСТОК-ПМ-Т-XXX» (рисунок 1, патент РФ № 234265): в конструкцию поролонового очистного устройства есть возможность монтировать трансммиттер (передатчик низкочастотных электромагнитных сигналов) для контроля движения и поиска местонахождения при его застревании. Устройство плотностью 70...200 г/см³ предназначено для применения в трубопроводах диаметром 219...1420 мм. В поролоновый корпус устройства встроен (вмонтирован) трансммиттер «ВОСТОК-Т40/Т80», совместимый с низкочастотным локатором «ВОСТОК-НЛ» (с WiFi модулем для смартфона).



Рисунок 1 – Поролоновое очистное устройство «ВОСТОК-ПМ-Т-XXX»
с трансммиттером «ВОСТОК-Т40»

Назначение и преимущества «ВОСТОК-ПУ-ХЩ» (рис.2, патент РФ № 2779837): поролоновое устройство с щетками предназначено для применения в трубопроводах диаметром 159...1420 мм. Плотность устройства должно быть в пределах 70...200 г/см³.

Изобретение относится к эксплуатации трубопроводов, в частности к очистке внутренней поверхности трубопроводов, и может быть использовано для очистки от твердых отложений с помощью щеток, для более глубокой механической очистки внутренней полости трубопровода от АСПО, грата и окалины. Устройство может иметь полное полиуретановое покрытие для повышения износостойкости.



Рисунок 2 – Поролоновое очистное устройство «ВОСТОК-ПУ-ХЩ» с щетками

Устройство содержит цилиндрический корпус. На указанной поверхности корпуса сформировано множество разнесенных друг от друга каналов. Причем каждый канал имеет спиральную структуру с расположенным в каждом из упомянутых каналов удлиненным щеточным элементом.

Каналы могут быть направлены одновременно по часовой стрелке и против часовой стрелки, взаимно пересекаясь. Техническим результатом является качественная очистка внутренней поверхности трубопровода.

Общие преимущества устройства - высокая надежность и возможность повторного использования. Также возможна установка передатчика в устройство.

Основные технические характеристики устройств: максимальное давление продукта 10,0 МПа; диаметр трубопроводов 159...1420 мм; скорость движения 0,5... 8 м/с; габариты и масса зависят от диаметра. Дополнительно для передатчика: дальность приема электромагнитных сигналов до 25 м по воздуху; точность определения местонахождения устройства в трубопроводе $\pm 0,5$ м; время непрерывной работы 1000 часов.

Запуск устройств производится из камеры пуска, движение в потоке перекачиваемого продукта.

Заключение. Для повышения качества очистки трубопроводов и ресурса очистных устройств при эксплуатации, а также для контроля их местонахождения, разработаны, запатентованы и производятся поролоновые очистные устройства с встроенным в корпус передатчиком и металлическими щетками по цилиндрической поверхности. Устройства могут использоваться в промышленных и магистральных трубопроводах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Патент РФ № 2779837 «Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода (варианты)» 2022.
2. Патент РФ № 234265 «Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода», 2025.
3. Сайт компании ООО НТФ «ВОСТОКнефтегаз» <http://www.vostokoil.ru>.

МЕТОД СПЕКАНИЯ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ НОВОГО МАТЕРИАЛА*А.Р. Муллаянов¹, О.Р. Латыпов²**1 Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа;**2 УГНТУ, г. Уфа*

Спекание является исключительно сложным физико–химическим процессом объединения твердых частиц посредством теплового воздействия, протекающих как одновременно, так и последовательно. При проведении спекания изменяются свойства материала и структура, происходит изменение размера частиц, возникают поверхностные и диффузионные процессы и многое другое. В настоящее время метод спекания используется в различных отраслях металлургической промышленности, включая производство металлических порошков, изготовление полупроводников и композитных материалов [1].

Процесс спекания включает в себя три основных фактора (рисунок 1):

- 1) Контакт и адгезия – благодаря поверхностному натяжению и капиллярным силам частицы двух материалов сближаются друг с другом;
- 2) Диффузия – происходит процесс взаимопроникновения атомов соседних зерен, приводящее к образованию прочных межатомных связей;
- 3) Уплотнение и формирование структуры – под воздействием давления (опрессовка) и температуры, частицы материалов уплотняются друг с другом, уменьшая при этом пористость и увеличивает многократно прочность изделия.

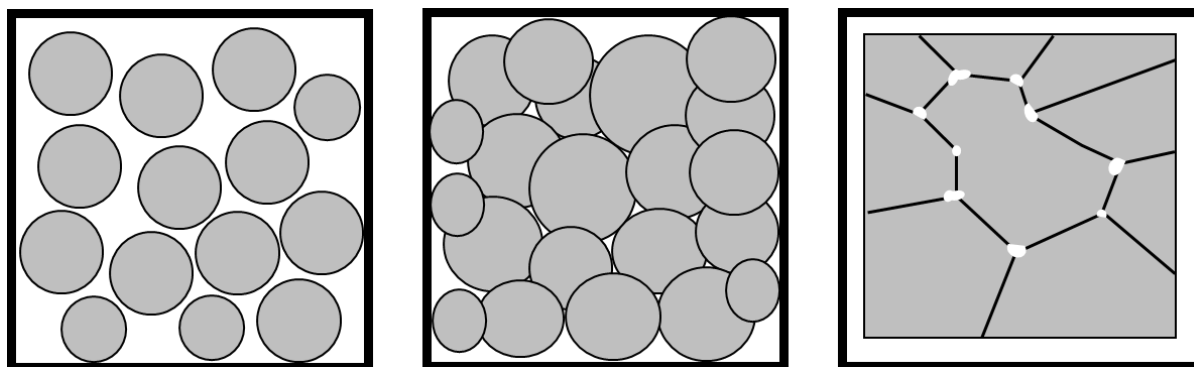


Рисунок 1 – Поэтапный процесс спекания

При проведении спекания необходимо учитывать ряд факторов, а именно: Температура спекания – при повышении температуры происходит уплотнение частиц материалов и, как следствие, увеличивается прочность самого изделия (температурный режим может достигать до 1400 °С). Давление прессования – с увеличением давления формования увеличиваются в несколько раз механические свойства материала. Продолжительность температурного нагрева – с увеличением продолжительности спекания вначале происходит быстрый рост плотности частиц, а далее происходит замедление, за счет данного процесса готовый спеченный материал достигает свою максимальную

прочность. Химический состав материалов – выбор исходных материалов играет важную роль при проведении спекания. Например, при спекании хорошо восстанавливаются такие оксиды, как Fe. Cu. Ni. W. Тогда как у оксидов Cr, Ti, Si, Al и др. восстановление оксидов считается более трудным химическим процессом, т.к. приводят к замедлению процесса спекания и ухудшению физико–механических свойств изготавливаемого материала. Форма и размеры частиц – размеры частиц влияют на физико–химические свойства материала, а также пористость и процесс уплотнения при прессовании. Чем меньше частицы, тем лучше происходит процесс спекания. При изготовлении нового материала выбор данных оптимальных параметров позволяет достичь максимальную прочность и однородность при процессе спекания.

В настоящее время существует несколько методов спекания, каждый из которых имеет свои особенности и преимущества:

- простое спекание (нагрев порошка до определенной температуры без внешнего давления);
- горячее прессование (применяется давление с одновременным нагревом);
- микроволновое спекание (использование данной энергии применяется для более быстрого нагрева материала);
- газостатическое горячее прессование (обработка материала давлением газа при более высоких температурах).

Выбор конкретного метода зависит от типа материала, экономических соображений и требуемой прочности.

Следует отметить, что яркими примерами использования метода спекания являются следующие готовые материалы: керамические (изоляторы и подложки для микросхем), композитные (состоят из матрицы и армирующих волокон, обладающими повышенной прочностью и устойчивостью к износу, что делает их востребованными в аэрокосмической и автомобильной промышленности), полупроводники (диоды, транзисторы).

Подводя итог, можно отметить, что метод спекания играет важную роль в современной индустрии, позволяя создать и реализовать новые материалы с улучшенными и уникальными характеристиками. Дальнейшие исследования в данной области направлены на совершенствование технологий метода спекания, увеличения качества продукции и уменьшению затрат при производстве.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гиршов В.Л., Котов С.А., Цеменко В.Н. Современные технологии в порошковой металлургии: учеб. пособие/ В.Л. Гиршов, С.А. Котов, В.Н. Цеменко.- СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2010.- 385 с

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕДНО-ГРАФИТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

А.Р. Муллаянов¹, О.Р. Латыпов², Т.В. Малинина¹

1 Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа;

2 УГНТУ, г. Уфа

Медно–графитовые композитные материалы включают в себя уникальные сочетания физико–химических свойств, которые позволяют обеспечить высокий потенциал для разнообразного промышленного применения. Применение данных материалов широко используется при исследованиях в различных областях: электроника, металлургия, химическое производство и энергосбережение. Материалы на основе графита и меди, активно изучаются последние десятилетия вследствие своей универсальности и высоких функциональных характеристик. У данного композитного материала есть ряд преимуществ, таких как: износостойкость, устойчивость к высоким температурам и агрессивным средам, электропроводность и многое другое. Несмотря на существующие достижения остаются нерешенными важные вопросы, затрагивающие совершенствование процессов изготовления, оптимизации состава и улучшения качества изготавливаемых материалов. Всё это обуславливает дальнейшее углубленное изучение потенциала медно–сульфатных материалов.

Рассматривая физико–химические свойства, можно отметить, что медь и графит обладают высокими показателями теплопроводности и электрической проводимости, однако отличаются низкими коэффициентами расширения, что позволяет применять их в качестве элементов конструкции с минимальными деформациями при нагреве. Графит в свою очередь снижает износ и трение компонентов способствует увеличению срока службы изделий. Медь используется в сочетании с графитом как материал, способный увеличить коррозионную стойкость материала, увеличить электропроводность и теплопроводность [1]. Применение специальных технологий обработки позволяет существенно повысить механические характеристики композитов, делая их привлекательными для замены традиционных металлических сплавов в ряде промышленных отраслей.

Современные исследования сосредоточены на двух ключевых направлениях:

- 1) Оптимальный выбор состава и структуры нового материала: одной из важных задач является выбор оптимальных соотношений количества меди и графита, позволяющее добиться наилучших эксплуатационных показателей. Исследования показывают, что наличие графита повышает прочность материала, снижает сопротивление току и увеличивает срок службы деталей, а медь повышает стойкость к коррозионным процессам и увеличивает электропроводность.

2) Технологические процессы: в настоящий момент существуют различные способы изготовления композитного материала. Одним из важных и наиболее эффективных способов является применение метода прессования и спекания двух материалов. Технологии спекания и прессования позволяют создавать высокоэффективные медно–графитовые композитные материалы, обладающие при этом всеми необходимыми физико–химическими свойствами.

На представленных микроструктурных изображениях (Рисунок 1) можно наблюдать распределение медных включений в графитовой матрице. Светло-серые области соответствуют структуре графита, тогда как темные фрагменты свидетельствуют о присутствии меди или оксидных соединений, образовавшихся в процессе спекания или эксплуатации. Способ получения материала: прессование и спекание.

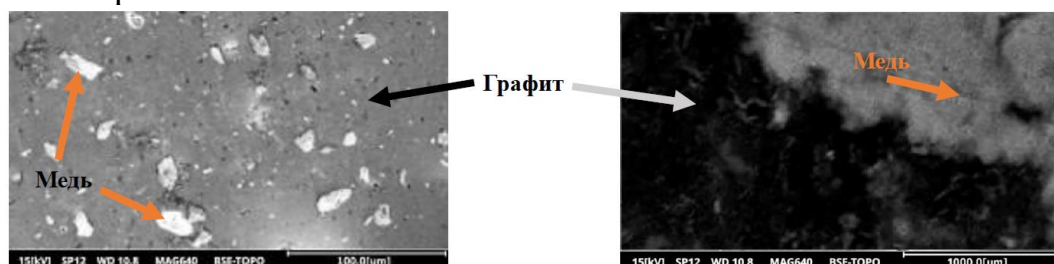


Рисунок 1 – СЭМ изображение графита и меди [2]

Наиболее распространенные области, в которых применяются медно–графитовые композиты являются:

- 1) Электротехника (контактные кольца, щетки электродвигателей, высоковольтные контакты и другие компоненты электрических сетей);
- 2) Metallurgy (литейные формы, тигли, оснастки для литья металлов);
- 3) Химическая промышленность (оборудования для химический переработки, теплообменники);
- 4) Энергетика (аккумуляторы, солнечные панели, элементы топливных батарей).

Исследование перспектив применения медно–графитовых соединений демонстрирует значительный научный и прикладной интерес благодаря уникальным физико–химическим свойствам данных материалов. Медно–графитовые композитные материалы представляют собой многообещающие решения для целого ряда научных и производственных задач, начиная от электроники и заканчивая энергетическими технологиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Электроматериаловедение : учеб. для нач. проф. Образования / Л.В. Журавлева. – М. : Академия, 2012 – 352 с;
- 2 Муллаянов А.Р., Сатаев А.А., Игнатьев К.С., Насибуллина О.А. Разработка долговечного материала для анодного заземлителя // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23, № 2. С. 106-115

УСТРАНЕНИЕ ДЕФЕКТА НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ ПРИ ПОМОЩИ ВЫРЕЗКИ КАТУШКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ КАМЕРЫ С ПОДГОННОЙ РАМОЙ

И.Р. Муртазин, Л.А. Шацкая, СамГТУ, Самара

На дне водоемов проложены десятки тысяч километров трубопроводов, некоторым из которых уже около 40 лет. Из-за продолжительного пребывания в агрессивной среде у трубопроводов обнаруживается большое количество дефектов. Существуют известные методы ремонта дефектов:

- Шлифовка
- Вырезка дефекта (замена катушки).
- Установка ремонтных муфт.
- Замена участка.

Поскольку метод вырезки дефекта является самым дорогостоящим, замену участка можно производить в случаях, если:

1. Трубопровод подвергся общей коррозии на значительную длину более 33м.
2. Поврежденный участок находится в труднодоступном месте
3. Ухудшение качественных характеристик металла трубы (изменение требований, охрупчивание металла или значительное старение металла),
4. Плотное расположение дефектов.

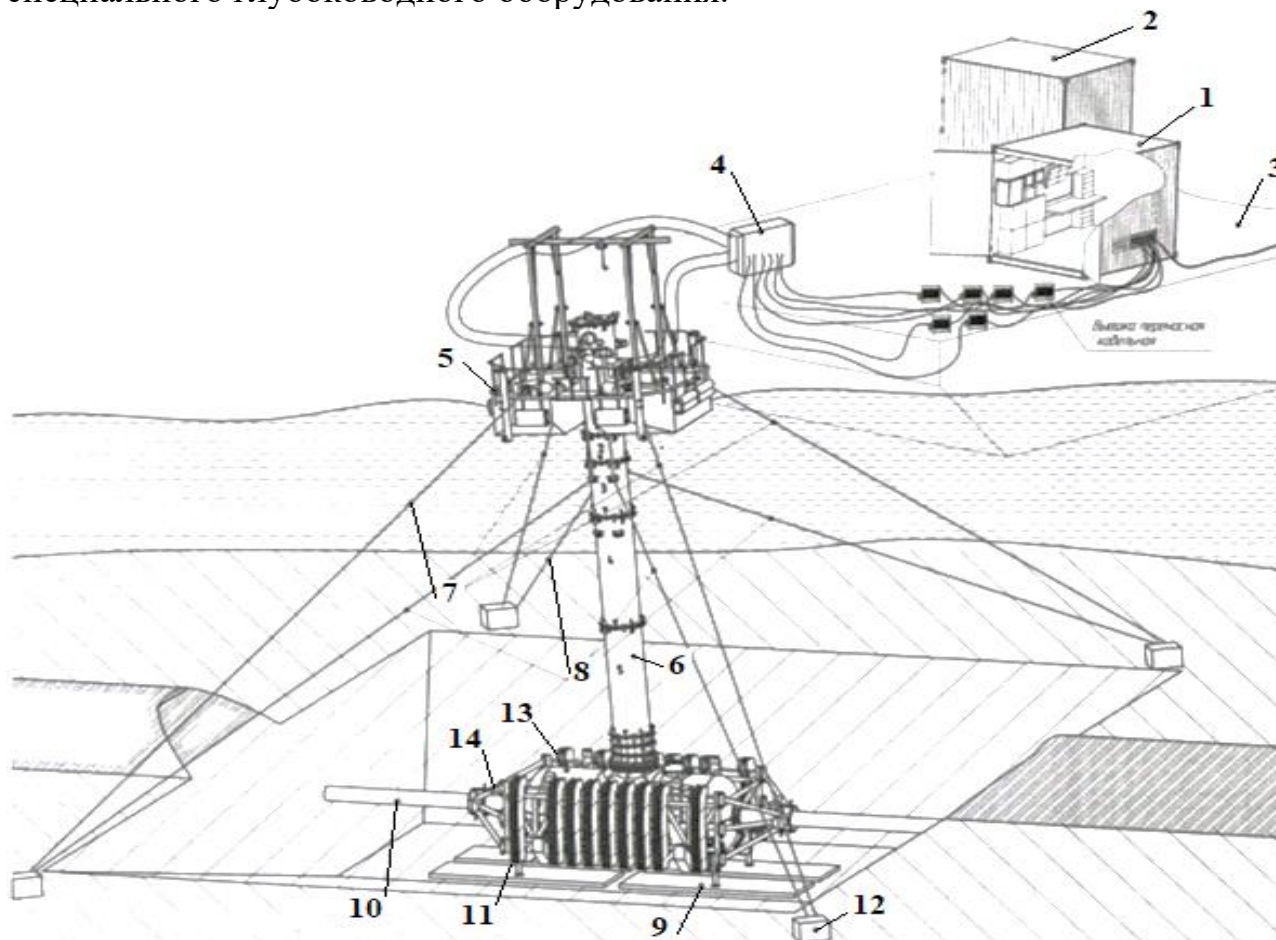
В работе мной предложен к рассмотрению метод ремонта вырезкой катушки с использованием герметизирующей камеры с подгонной рамой.

Целью работы является метод устранения дефекта на подводном переходе при помощи вырезки катушки с использованием герметизирующей камеры с подгонной рамой (ГКсПР), а также разработка технических решений по устранению дефекта на подводном переходе.

Герметизирующая камера с подгонной рамой предназначена для проведения выборочного ремонта методом вырезки катушки дефектов русловой части переходов МТ через водные преграды DN 200–500 (Рис.1). Создает рабочее пространство вокруг подводного трубопровода и обеспечивает фиксацию ремонтируемого трубопровода при устранении дефектов подводных переходов трубопроводов диаметром от 200 до 500 мм, в том числе методом «вырезки катушки» длиной до 3000 мм, на глубинах до 15 метров с применением стандартных технологий, в том числе сварочных, производимых в воздушной среде, при нормальном давлении.

В процессе исследования был проведен анализ обнаруженного дефекта трубопровода на подводном переходе и выбор метода его устранения вырезкой катушки с помощью комплекса ГКсПР и разработан порядок выполнения работ на подготовительном и основных этапах устранения дефекта с помощью ГКсПР. Ремонтные работы при использовании комплекса ГКсПР имеют следующие преимущества:

1. Возможна замены значительных участков трубопровода с минимизацией воздействия на окружающую среду.
2. Повышенная безопасность операций благодаря созданию воздушного пространства для работников внутри камеры.
3. Применение стандартной технологии сварки и отсутствие необходимости специального глубоководного оборудования.



- 1 – контейнер СТЖО, 2 – контейнер ЗИП, 3 – плавсредства, 4 – установка вентиляции, 6 – понтон, 6 – шахта входа, 7 – растяжки понтона, 8 – растяжка шахты, 9 – плита опорная, 10 – трубопровод, 11 – пригруз камеры, 12 – якорный массив, 13 – корпус камеры ГКсПР, 14 – подгонная рама

Рисунок 1 – Общий вид ремонтного комплекса на базе ГКсПР

С экономической точки зрения применение метода вырезки катушек с использованием ГКсПР оправдано преимущественно в тех ситуациях, когда альтернативные способы либо невозможны технически, либо экономически менее целесообразны. Использование данной технологии позволит существенно повысить надежность эксплуатации подводных трубопроводов и минимизировать риск возникновения чрезвычайных ситуаций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. RU 2 750 832 C1 Способ ремонта трубопровода с использованием герметизирующей камеры с подгонной рамой. Российский патент 2021 года по МПК F16L1/26 E02D23/00 B63C11/38
2. С.И. Левин "Предупреждение аварий и ремонт подводных трубопроводов" М.: Гостоптехиздат, 1963, 184 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Г.И. Мухарямова, Транснефть-Урал, г. Уфа

Л.А. Ковалева, Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа

Нефти, перекачиваемые по системе магистральных нефтепроводов, добываются в различных регионах и месторождениях, в связи с этим значительно варьируются по качеству [1]. В тоже время в связи с растущим уровнем потребления нефти, перспективным направлением поддержания уровня добычи в нефтегазовых регионах является разработка месторождений высоковязкой нефти. Транспортировка такой нефти к потребителю и местам переработки осложняется проявлением аномальных реологических свойств, обусловленных повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов в составе нефти, поэтому актуальным становится вопрос применения и внедрения технологий позволяющих улучшать свойства, необходимые для эффективной и экономичной организации трубопроводного транспорта. Одним из таких методов улучшения является рассмотренное в работе электромагнитное воздействие на нефть.

В качестве экспериментальной установки ВЧ ЭМ воздействия использовался лабораторный стенд высокочастотного четвертьволнового резонатора (рисунок 1), собранный на базе лаборатории ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий».

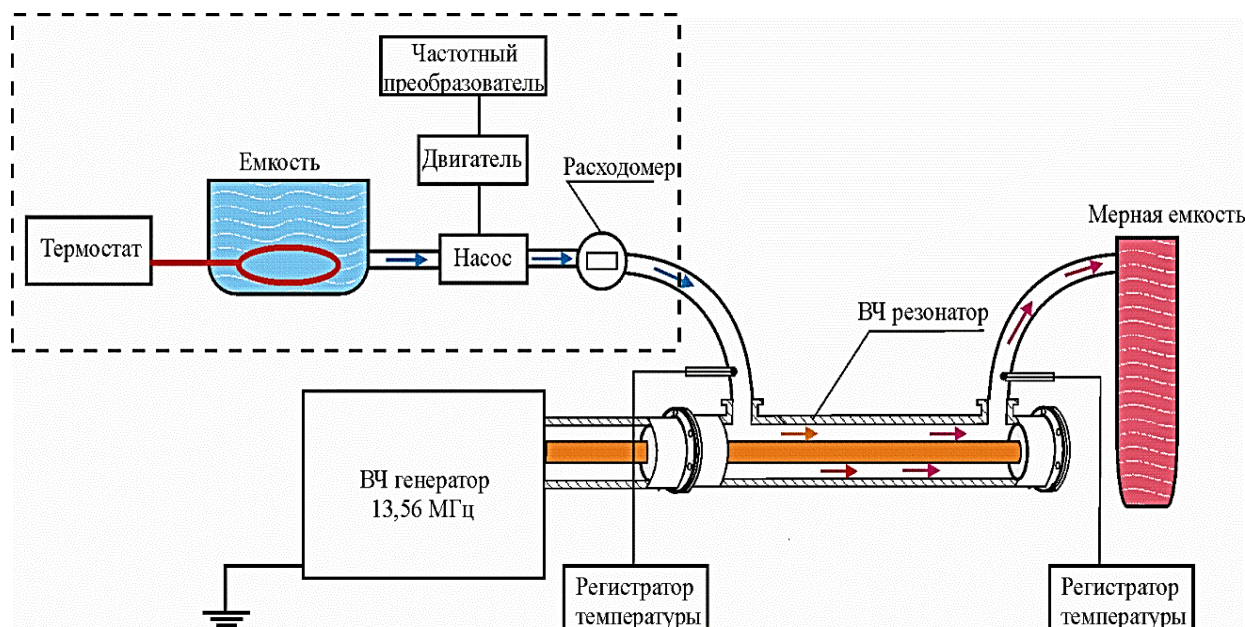


Рисунок 1 – Принципиальная схема и общий вид высокочастотной электромагнитной установки (13,56 МГц)

Воздействие осуществлялось как в статическом, так и в динамическом режимах. В результате было установлено заметное улучшение реологических

свойств исследованных нефтей, вязкость снижается более чем на 50%; выяснено, что, влияние электромагнитной обработки на степень уменьшения вязкости существенно зависит от состава нефти, от содержания в ней асфальтенов, парафинов, смол, серы. Уменьшение коэффициентов кинематической и динамической вязкости нефтей после электромагнитной обработки наиболее значительно при температурах ниже 20°C, соответствующих температурам эксплуатации нефтепроводов; с повышением температуры превалирует тепловое воздействие и вязкостные характеристики как обработанных, так и необработанных нефтей совпадают. Установлено, что время релаксации реологических свойств до первоначальных значений составляет около 5 суток с уменьшением или полным исчезновением петель гистерезиса после электромагнитного воздействия и снижением величины предельного напряжения сдвига для неньютоновских нефтей [2]. Результаты работы могут найти широкое применение в практике трубопроводного транспорта нефтей, в том числе, при промышленной апробации электромагнитных методов воздействия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трудноизвлекаемые запасы нефти ТрИЗ /Деловой журнал «Neftegaz.RU» [Электронный ресурс]. – URL: /<https://neftgaz.ru/tech-library/geologiya-poleznykh-iskopaemykh/147767-trudnoizvlekaemye-zapasy-nefti-triz/> (Дата обращения – 11.07.2025)
2. Ковалева Л.А., Киреев В.Н., Зиннатуллин Р.Р., Мухарямова Г.И. Влияние электромагнитной обработки на гидравлические характеристики горячих трубопроводов при транспортировке нефтяных ньютоновских и неньютоновских систем //Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 2. С. 120-132. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-2-120-132>.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ВЫСОКОМОЩНОГО СВЕРХПРОВОДЯЩЕГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

А.И. Ненахов, И.Л. Симонов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Одной из ключевых задач, которая решается при разработке новых конструкций электрических двигателей (далее – ЭД), является повышение их удельной мощности, то есть мощности на единицу массы. Для крупных ЭД (свыше 5 МВт) серийного выпуска, которые сейчас применяются при перекачке нефти, удельную мощность можно оценить на уровне ~ 1 кВт/кг.

Среди прорывных технологий последнего времени, которые могли бы существенно повысить данные показатели, выделяется применение в конструкции ЭД обмоток из высокотемпературных сверхпроводящих (далее – ВТСП) материалов. ООО «НИИ Транснефть» в 2025 году было проведено исследование возможности применения данной технологии на практике.

Сверхпроводимость – это явление полного исчезновения электрического сопротивления материала при температурах ниже определенного критического значения. При этом среди сверхпроводников выделяют ВТСП материалы со сравнительно высокой критической температурой. Они могут переходить в сверхпроводящее состояние при температуре выше точки кипения жидкого азота (77 К или -196 °С). Начиная с середины 2000-х годов именно ВТСП проводники второго поколения нашли применение в различных отраслях, включая медицину, энергетику и транспорт.

Такие проводники представляют собой металлическую ленту с нанесенными поверх функциональными слоями, одним из которых является слой сверхпроводника $[\text{RE}]\text{Ba}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-y}$ или « ReBCO », где RE – редкоземельный металл (как правило иттрий) [1]. Масса сверхпроводника в составе готовой ленты составляет всего до 5 %. Анализ рынка показал, что технологии изготовления ВТСП лент, применяемые в разных странах во многом унифицированы, отличия наблюдаются только в методах нанесения слоев. Размеры ВТСП лент также являются стандартными: ширина 4 или 12 мм, толщина порядка 0,1 мм.

Пока в мире существует ограниченное количество изготовителей (около 10), имеющих технологии полного цикла производства сверхпроводящих лент. Они расположены в США, Китае, Японии, Корее, России и ЕС. Однако, ряд компаний ведут НИОКР или развёртывание производства, что указывает на рост заинтересованности в данной технологии.

Применение ВТСП ленты при изготовлении обмоток ЭД накладывает определенные ограничения: токонесущая способность лент зависит от воздействующего внешнего магнитного поля, существует минимальный допустимый радиус изгиба проводника, ленты могут быть чувствительны к механическим воздействиям. Также создание ВТСП обмотки, работающей на переменном токе сопряжено, высокими тепловыми потерями, что требует значительного количества энергии (и затрат) для достижения требуемой

температуры. Все это делает невозможным применение традиционных обмоток ЭД и требует полной переработки контракций ЭД.

Анализ разработок ведущих российских научных организаций и более 15 зарубежных проектов показал, что ЭД с ВТСП обмотками могут иметь самые различные в том числе специфические конструкции: «вывернутая» машина, «безжелезная» машина, машина с обмотками возбуждения и якоря на статоре и другие [2, 3]. Однако, большинство проектов относится к синхронным машинам с ВТСП обмоткой возбуждения (работающей на постоянном токе) на роторе. Обмотки якоря при этом могут быть также изготовлены из ВТСП (полностью сверхпроводящая машина), либо могут быть выполнены обычными медными проводниками.

Абсолютное большинства проектов в мире направлено на применение ВТСП ЭД в трех областях [2]:

- ветроэнергетика, где применение ВТСП обусловлено необходимостью обеспечить высокую мощность генератора при работе с низкой частой вращения;
- летательные аппараты, где применение ВТСП связано с жесткими требованиями к массе и размерам ЭД, то есть к удельной мощности до 10 - 20 кВт/кг (поэтому чаще разрабатывают полностью сверхпроводящие ЭД);
- морская техника, где влияют оба указанных фактора.

Проекты по разработке ВТСП ЭД в основном завершаются на стадии экспериментального образца или раньше. Это связано с наличием ряда технических проблем, влияющих на разработку ЭД:

- высокой стоимостью ВТСП проводников, низкой конкуренцией;
- особыми требованиями к применению ВТСП проводников;
- необходимостью создания эффективной системы криогенно обеспечения, качественной тепловой изоляции (как правило вакуумной) и устройства для передачи хладагента на вращающийся ротор.

Тем не менее, уже несколько организаций в РФ имеют наработки и компетенции в данной области компетенции в данной области и заявляют о возможности разработки высокоомощного синхронного ЭД с применением ВТСП проводников для обмотки возбуждения. На текущем уровне развития технологий данная конструкция является более перспективной, хотя она и позволяет достичь не такой высокой удельной мощности как полностью сверхпроводящие ЭД.

В целом исследование показало перспективность и высокую скорость развития технологий в данном направлении, что может говорить о том, что в ближайшем будущем ВТСП материалы будут находить всё новые области применения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бондаренко С.И., Коверя В.П., Кревсун А.В. и др. Высокотемпературные сверхпроводники семейства $(RE)Ba_2Cu_3O_{7-D}$ и их применение (Обзор) // Физика низких температур. – 2017. – Т. 43, № 10.
2. Калитка В.С., Васильков Н.Д. К вопросу использования высокотемпературных сверхпроводников для создания перспективных электрических машин// Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2025. – Т.21, № 1. С. 26-40.
3. Ковалёв К.Л. и др. ВТСП электрические машины: актуальные проекты и перспективные области применения//Электричество. – 2023. – № 8. С. 4-12.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.К. Николаев, А.С. Голунцов, Альберто Турро Брефф

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Актуальность исследования методов транспорта вязкой (неньютоновской) нефти обусловлена истощением запасов легкой (ньютоновской) и вовлечением в разработку месторождений высоковязкой, что вызывает увеличение затрат на её транспортирование.

Целью работы является повышение эффективности транспорта высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения.

Предметом исследования являются реологические свойства высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения без разбавителя и в смеси с маловязкой нефтью-разбавителем Ванкорского месторождения.

На основании проведенных экспериментальных исследований были определены основные реологические свойства высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения. На ротационном вискозиметре определены зависимости напряжения сдвига и динамической вязкости от скорости сдвига чистой нефти и в смеси с маловязкой нефтью-разбавителем Ванкорского месторождения в диапазоне температур от 5 до 60 °С. На рисунке 1 представлены экспериментальные данные зависимость динамической вязкости нефти от скорости сдвига и концентрации нефти Северо-Комсомольского месторождения при температуре 5 °С.

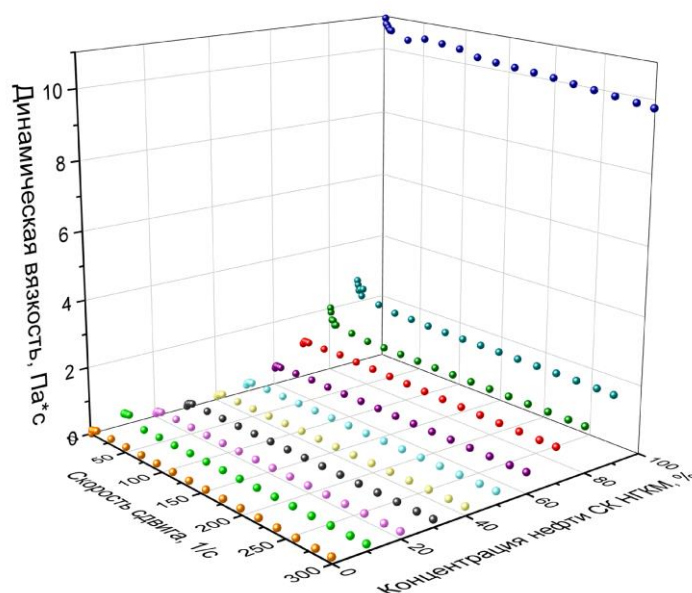


Рисунок 1 – Зависимость динамической вязкости нефти от скорости сдвига и концентрации нефти Северо-Комсомольского месторождения при температуре 5 °С

Дополнительно были проведены исследования эффективности применения противотурбулентных присадок различного типа для транспорта смеси нефти ЛПДС «Пурпе» на экспериментальном стенде. На рисунке 2

представлены результаты экспериментального исследования эффективности применения присадки марки «Снитрен» ГК «Миррико».

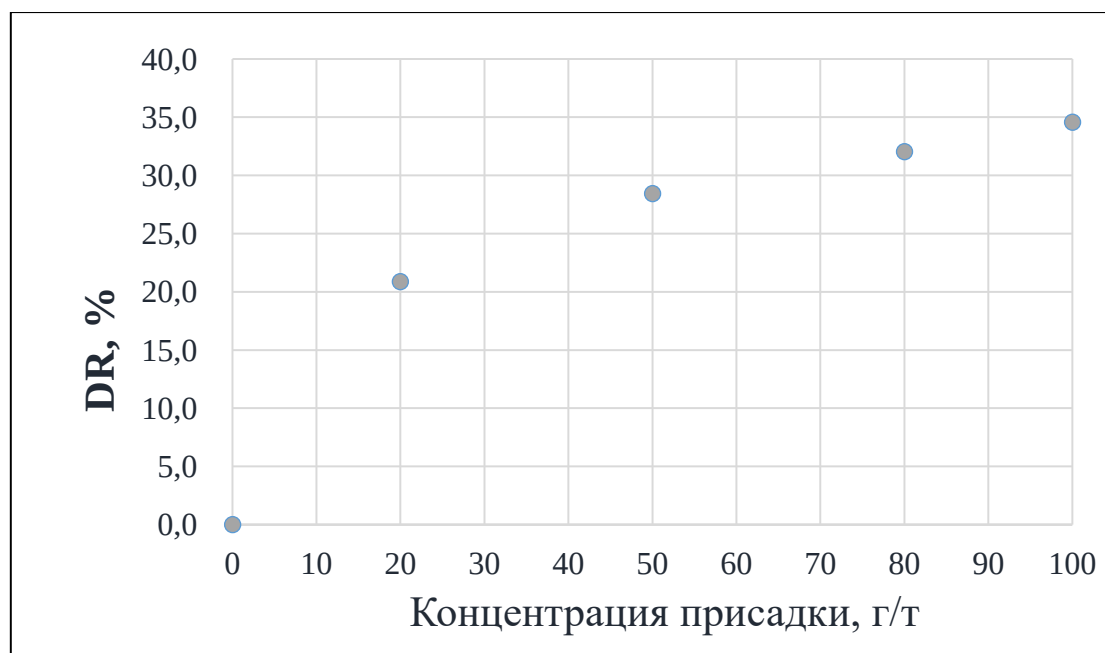


Рисунок 2 – Результаты экспериментального исследования эффективности применения присадки марки «Снитрен» ГК «Миррико» для транспорта смеси нефти ЛПДС «Пурпе»

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- 1) Перед транспортированием необходимо подогревать высоковязкую нефть Северо-Комсомольского месторождения до температуры не менее 30 оС.
- 2) При данной температуре необходимо обеспечивать объемную концентрацию нефти-разбавителя в смеси не менее 20%.
- 3) Наибольшую эффективность среди исследованных для нефти ЛПДС «Пурпе» противотурбулентных присадок показала присадка «Снитрен» ГК «Миррико».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Шаммазов А. М., Коршак А. А., Ахмадуллин К. Р. Основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 160 с.
- 2) Голунов Н. Н., Лурье М. В. Моделирование кинетики процессов активации и деградации противотурбулентных присадок в потоке нефти или нефтепродукта в трубопроводе // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2023. №3-4. DOI: 10.24412/0131-4270-2023-3-4-5-8
- 3) Губин В. Е., Губин В. В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – Москва: Издательство «Недра», 1982. – 296 с.
- 4) Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев и др. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: Справочное пособие. Том 1. – Москва: Издательство «Недра», 2017. – 494 с. – ISBN 978-5-8365-0488-5. – EDN MUJMMU.
- 5) Николаев А. К., Пшенин В. В., Зарипова Н. А. Трубопроводный транспорт углеводородов. – Санкт-Петербург: Издательство «Лань», 2025. – 76 с.

ПРОБЛЕМЫ РЕМОНТА И БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

И.Е. Нисковских, В.А. Гафарова

УГНТУ, г. Уфа

Нефтегазовая отрасль Российской Федерации оказалась в очень непростой ситуации, когда на фоне санкционного давления необходимо стремиться сохранить рентабельность производства. В связи с этим одним из ключевых моментов является оптимизация ремонтных работ.

Энергия, которая вводится в технологическую схему для реализации целевой функции, частично расходуется на деформирование оборудования. Иногда эта часть может достигать 50% и более. Для обеспечения прочности и долговечности расчеты по нормативным документам ведутся поэлементно, а энергия воспринимается и распределяется в оборудовании в целом. При этом возникает неравномерный износ, который должен быть устранен в результате ремонта. Однако происходит обратное: новые детали после замены начинают процесс износа с нулевой точки, а остальные элементы продолжают изнашиваться в собственном режиме. В этом случае было бы правильно осуществлять замены более крупными блоками. Считается, что это экономически не выгодно.

Конструкционный материал накапливает повреждения в процессе эксплуатации, изменения (деградация материала) также происходят во времени, начиная с момента завершения процесса изготовления детали, в том числе, когда детали собраны в узел и имеют соответствующее напряжение в местах сопряжения деталей, которые взаимодействуют сопрягаются с имеющимися изначально дефектами. Этот процесс можно контролировать для оборудования с небольшими габаритами. Для протяженных объектов, покрытых изоляционным материалом или находящихся вне зоны доступа, риски отказов увеличиваются. При расследовании причин аварий все эти нюансы раскрываются. К этому добавляется человеческий фактор, который имеет свои особенности. Реализуются случаи, когда эпицентр разрушения находится в непосредственной близости от того места, в котором проводились диагностические действия. Это указывает на несовершенство методов и средств диагностики.

Общим в мировой практике эксплуатации высокорисковых объектов является то, что приходится оценивать живучесть конструкций, которые работают в условиях наличия трещин. Оценка трещиностойкости конструкционных материалов в условиях эксплуатации в каждом конкретном случае имеет специфические особенности. Для увеличения достоверности прогноза требуется отбор проб металла с обеспечением сохранения несущей способности конструкции. Существуют методы оценки механических свойств эксплуатируемых материалов с помощью различных компактных образцов. Однако эти методы требуют более детального изучения. Компактные образцы могут быть весьма полезны при расследовании причин аварий. Металл в

эпицентре аварии бывает настолько деформированным, что невозможно изготовить и испытать образцы стандартных размеров и форм. Компактные образцы могут позволить получить необходимую информацию для восстановления объективной картины произошедшей аварии [1].

С целью удешевления ремонтных работ в ряде случаев используют ремонтные муфты, многослойные покрытия, которые увеличивают локальную жесткость конструкции. Это, в свою очередь, приводит к концентрации напряжений в сопряженных участках объекта и возникновению новой трещины. В связи с этим, в целях сохранения устойчивости и восприимчивости деталей к нагрузкам до момента капитального или иного ремонта, заслуживает внимание технология формирования композиционного материала непосредственно в полости трещины и скрепление ее берегов. Поскольку такая технология была успешно использована в ряде случаев [2], необходимо изучить возможные пределы ее применения.

Обращает на себя внимание что самые тяжелые катастрофические разрушения, имеющие место в мировой практике, связаны с экономией средств на ремонтные работы. В этом смысле характерной является катастрофа в индийском городе Бхопал. При строительстве химического завода компанией Union Carbide была неправильно оценена долгосрочная потребность в целевых продуктах, и перед лицом экономических потерь менеджмент компании потребовал реализовать жесткий режим экономии. Экономия коснулась прежде всего затрат на ремонтные работы и обеспечение безопасности. Трещина в резервуаре привела к выбросу 42 тонн ядовитых веществ и гибели 3000 человек в момент аварии и 15000 человек в последующие годы. Дешевые ремонты приводят к жестким режимам эксплуатации всей технологической системы в целом. Этот факт указывает на необходимость тщательного изучения процедуры экономии средств на проведение ремонтных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хасанов Р.Н., Гафарова В.А., Гафаров Г.Б., Кузеев И.Р. Использование компактных образцов при анализе причин разрушения компенсатора // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2019. № 3. С. 31-45.
2. Гафарова В.А. Гибридные композиционные материалы для заделки трещин в оборудовании // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23. № 4. С. 121-131.

МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В НЕФТИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕССЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Ю.Н. Олудина¹, М.Е. Артемов¹, Н.Н. Хафизов¹,

К.И. Дементьев², П.С. Кузнецов².

¹ООО «НИИ Транснефть», ²ИНХС РАН

На территории Российской Федерации добывается нефть с различных регионов, существенно отличающаяся по качеству и составу. Состав нефти весьма многообразен, в нефти насчитывается порядка 60 микроэлементов, их содержание в настоящее время не нормируется. Однако, постоянное увеличение объемов и глубины переработки нефти постепенно меняет отношение к микроэлементам из-за их негативного влияния на каталитические процессы (отравление катализаторов и их последующая дезактивация), технологическое оборудование (разрушение и выход из строя металлических блоков переработки) и экологию (вредные выбросы) [1].

В данной работе рассмотрено влияние микроэлементов на каталитическую переработку на примере процесса гидроочистки дизельной фракции. Процесс гидроочистки направлен на удаление сернистых, азотистых и кислородсодержащих соединений из сырья путем реакции гидрирования. Для оценки влияния микроэлементов была использована дизельная фракция с внесенными в нее модельными соединениями. По результатам литературной проработки ООО «НИИ Транснефть» предложено внесение следующих соединений: трифинилфосфин (фосфор), тетраэтоксисилан (кремний), олеат свинца (свинец), трифиниларсин (мышьяк) и ментолат натрия (натрий).

Эксперименты по гидроочистке образцов дизельной фракции осуществлялась на лабораторной проточной установке гидроочистки при следующих условиях: $T = 340-360^{\circ}\text{C}$, $p = 4,0-5,0$ МПа, подача сырья $1,0 \text{ ч}^{-1}$, кратность $\text{H}_2/\text{сырьё} = 250$ нл/л. В качестве катализатора применяли сульфидный катализатор гидроочистки АГКД-400 М1. Первые 24 часа установка работала на дизельной фракции без добавления микроэлементов, после чего осуществлялся переход на сырьё с добавлением микроэлементов. Жидкие пробы после гидроочистки отбирали через 12 часов работы установки (сырьё без добавок) и через 36 часов работы (сырьё с добавлением микроэлементов) и проводили испытание на содержание серы по ASTM D 4294 [2], далее рассчитывали степень гидрообессеривания жидкого продукта по формуле 1.

$$W = \frac{Cs^0 - Cs}{Cs^0} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где Cs^0 – содержание серы в исходной дизельной фракции, ppm; Cs – содержание серы в дизельной фракции после гидроочистки, ppm.

Отработанный и исходный катализаторы анализировали на содержание микроэлементов методом рентгеновской флуоресцентной спектроскопии.

В результате проведенных исследований (Таблица 1) установлено, что при содержании микроэлементов 0,10 % масс. степень гидрообессеривания дизельной фракции после 36 часов работы установки существенно снижается по

сравнению с исходным сырьем в случае кремния на 10,1 % и фосфора на 26,0 %. Содержание данных микроэлементов на поверхности катализатора после гидроочистки увеличилось: 2,45 % – для кремния и 1,06 % – для фосфора. Стоит отметить, что натрий также уменьшает степень гидрообессеривания дизельной фракции, однако его адсорбции на катализаторе не происходит. При содержании микроэлементов 0,01 % масс. степень гидрообессеривания существенно снижается в случае мышьяка на 4,6 %, его содержание на поверхности катализатора после гидроочистки выросло с «отсутствия» до 1,42 % масс., что свидетельствует о максимальной адсорбции данного элемента из всех исследованных. Введение свинца меньше всего влияло на степень гидрообессеривания дизельной фракции.

Таблица 1 – Влияние микроэлементов на процесс гидроочистки дизельной фракции

№	Микро-элемент	Содержание микро-элемента в модельном топливе, % масс.	Содержание микро-элемента на катализаторе до гидроочистки, % масс.	Содержание микро-элемента на катализаторе после гидроочистки, % масс.	Степень гидро-обессеривания дизельной фракции без добавления микро-элемента W, % масс.	Степень гидро-обессеривания дизельной фракции с добавлением микроэлемента W, % масс.
1	2	3	4	5	6	7
1	Кремний	0,10	0,48	2,93	92,1	82,0
2	Натрий	0,10	0,14	0,14	96,6	93,1
3	Фосфор	0,10	3,19	4,25	97,3	71,3
4	Мышьяк	0,01	0,00	1,42	96,6	92,0
5	Свинец	0,01	0,00	0,08	94,8	94,0

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. Российская акад. наук, Ин-т нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева. – Москва: Наука, 2012. - 222 с.
2. ASTM D 4294-21 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry.

ПРИМЕНЕНИЕ ИК-ФУРЬЕ СПЕКТРОМЕТРИИ ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОКРЫТИЙ

И.О. Петрова, П.О. Ревин

При исследовании возможности идентификации антикоррозионных покрытий (АКП) с помощью инфракрасной (ИК) спектроскопии с Фурье преобразованием [1], были выбраны методики: изготовление таблеток с KBr после вакуумирования и прессования, суспензионный метод с вазелиновым маслом, метод нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) с помощью приставки, помещаемой в кюветное отделение стандартного спектрометра [2]. Последний имеет ряд преимуществ: возможно исследование образцов непрозрачных пленок без предварительной пробоподготовки с помощью прижимного механизма, либо исследование измельченного образца АКП, размером частиц 2 – 7 мкм (сопоставимого с длиной волны ИК излучения), отобранных с наружных поверхностей действующих резервуаров системы «Транснефть» послойно. Инфракрасные спектры проб, полученных методом НПВО (рисунок 1), совпадают со спектрами пропускания вещества, полученными другими способами по положению, форме и относительным интенсивностям полос поглощения. В качестве примера приведены спектры производителя, поставляемого продукцию на производственные объекты системы «Транснефть» (ОСТ). Выявленные в спектрах специфические частоты можно считать характеристическими для определенного покрытия и использовать их в качестве сравнения с эталонными спектрами, заносить в создаваемую базу данных ИК спектров АКП. В существующих спектральных библиотеках отсутствуют все возможные спектры веществ, используемые в составе лакокрасочных материалов. В связи с этим выполнение расшифровки ИК спектров является нецелесообразным. По характеристическим пикам удастся идентифицировать только основные функциональные группы или фрагменты. Следует отметить, применение метода для оценки подлинности и доброкачественности исследуемого лакокрасочного покрытия требует проведения более углубленных исследований с использованием дополнительных методов, подтверждающих структуру вещества: химический анализ, ЯМР, масс-спектрометрия.

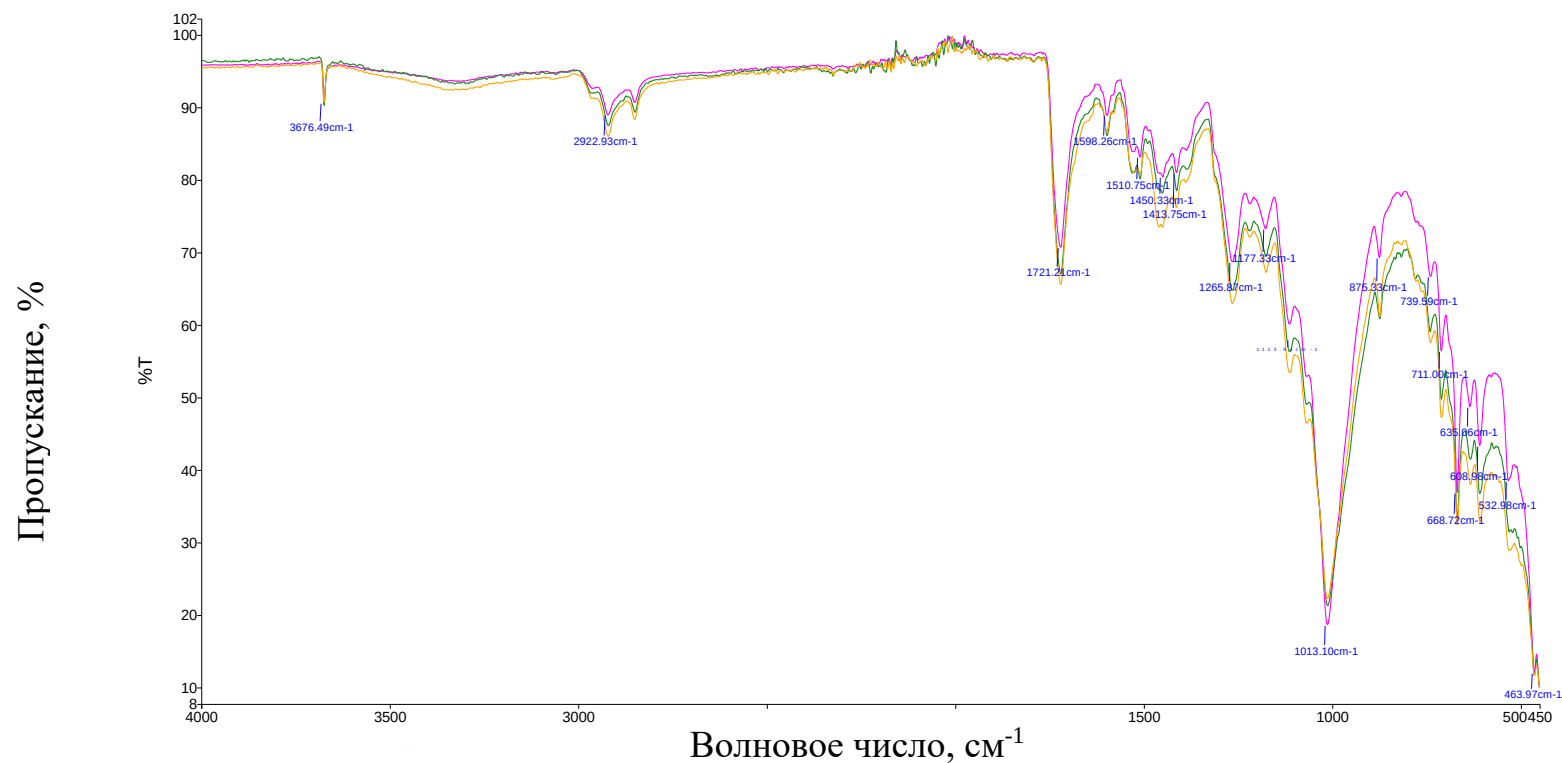


Рисунок 1 – ИК спектры образцов грунта производителя, отобранного на трех производственных объектах ОСТ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Редькин Н.А. ИК-Фурье спектроскопия и масс-спектрометрия в идентификации органических соединений: учеб. Пособие. – Самара: Изд-во Самарского университета, 2019. – 92 с.
2. Петрова И.О., Ревин П.О., Иванова А.И. «Разработка методики ИК-Фурье спектроскопии при идентификации антикоррозионных покрытий» /Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2025. Т. № 15. № 2. С. 166-176.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОХРАННЫХ ЗОН МН НА ОСНОВЕ ДАННЫХ АЭРОКОСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

М.В. Петровская, СамГТУ, г. Самара

Объекты трубопроводного транспорта нефти и газа представляют собой критически важную инфраструктуру, требующую постоянного контроля для предотвращения аварий, несанкционированной деятельности и экологических рисков. Традиционные методы мониторинга, такие как наземные патрули с использованием автотранспорта или вездеходов, а также аэрофотосъемка с БПЛА, обладают существенными недостатками: высокой стоимостью, трудоемкостью и зависимостью от погодных условий, особенно в пересеченной местности и экстремальных климатических регионах. Спутниковый мониторинг, напротив, позволяет охватывать большие территории без риска для персонала, с минимальными операционными затратами и без необходимости получения разрешений на полеты или рассекречивания данных, что значительно ускоряет сроки работ. Экономическая эффективность здесь проявляется в снижении стоимости одного часа съемки по сравнению с БПЛА или наземным транспортом, а большой охват территории (до 600 км² за один пролет) упрощает и ускоряет первичную обработку данных, включая сшивку снимков и ортоторрекцию. Кроме того, автоматизация анализа снижает нагрузку на персонал, выдавая только тревожные сигналы об аномалиях, что делает систему масштабируемой и эффективной для предотвращения инцидентов.

Для решения задачи мониторинга охранных зон магистральных нефтепроводов на основе спутниковых изображений была разработана и апробирована система, основанная на методах компьютерного зрения. Ключевым этапом работы стало формирование специализированного набора данных для обучения нейронной сети. Поскольку готовых наборов данных, соответствующих специфике задачи, нет в открытом доступе, был сформирован собственный датасет на основе спутниковых снимков участков надземной прокладки МН «Заполярье - Пурпе». Исходные изображения, выполненные в масштабе примерно 90 пикселей на 10 м, были обрезаны до размера 1600×800 пикселей, а затем разделены на два фрагмента 800×800 для увеличения объема данных. Первоначально был создан датасет из 3805 изображений, разбитых на шесть классов: трубопровод (1158 изображений), дороги с машинами (305), дороги (620), объекты (158), станции (310) и ландшафты (1266). Однако обучение простой нейронной сети с архитектурой из четырех слоев нейронов на протяжении 40 эпох дало неудовлетворительные результаты (точность 61% на валидационной выборке из 380 изображений, неспособность распознавать целевые объекты, такие как автомобили у трубопровода). Это потребовало перехода к более сложному подходу — решению задачи сегментации с детальным аннотированием изображений.

Для разметки использовалась платформа CVAT.ai, где применялись два типа меток: автомобили и трубопроводы (рисунок 1). В итоге был подготовлен

датасет из 1280 размеченных изображений (1176 – тренировочная выборка, 104 – валидационная). В качестве основной архитектуры для сегментации была выбрана модель YOLOv11 – одна из самых современных для задач обнаружения и сегментации объектов в реальном времени. Процесс дообучения проводился в течение 100 эпох с использованием стандартных гиперпараметров, адаптированных под разрешение и масштаб входных данных. Оценка качества выполнена на тестовом подмножестве, не использовавшемся в обучении.



Рисунок 1 – Примеры работы модели на тестовых спутниковых снимках

Результаты демонстрируют высокую точность обнаружения объектов: средняя точность детекции для всех классов превышает 95%; точность сегментации составляет 70% для трубопроводов и 47% для вспомогательных объектов (например, автомобилей), что объясняется их меньшими размерами, вариативностью форм и небольшим количеством в обучающих данных. Визуальный анализ на тестовых изображениях подтверждает успешное обнаружение и точное выделение контуров трубопроводов и автомобилей в различных ландшафтных условиях, что свидетельствует о работоспособности системы для выявления потенциальных угроз, таких как посторонние объекты или транспортные средства в охранной зоне.

На текущем этапе система выявляет наличие объектов и их тип. В рамках дальнейшей работы планируется расширение набора данных за счет включения изображений, характеризующих разливы нефти. Такой подход открывает перспективы для непрерывного и масштабируемого контроля линейной части трубопроводов, способствуя повышению безопасности и снижению экологических рисков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мониторинг технического состояния трубопроводов по космической съемке и БПЛА [Электронный ресурс] // Агентство «Иннотер» — URL: <https://innoter.com/articles/monitoring-sostoyaniya-truboprovodov-po-kosmicheskoy-semke>
2. Ultralytics. YOLOv11: Real-Time Object Detection Model [Электронный ресурс] // Ultralytics. — URL: <https://www.ultralytics.com/yolo>
3. Бердникова, Т. В. Применение техники прямого спектрального зондирования при оценке нефтяного загрязнения почв / Т. В. Бердникова, В. В. Ермаков // Нефтегазовое дело, техносферная безопасность, рациональное природопользование: современные реалии : сборник материалов V Всероссийской НПК. – Махачкала: ИПЦ ДГТУ, 2023. – С. 58-61.

ВЛИЯНИЕ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРИ НАНЕСЕНИИ И ОТВЕРЖДЕНИИ ЛАКОКРАСОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ

*П.О. Ревин, А.В. Макаренко, А.А. Губанов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Качество и эксплуатационные свойства антикоррозионных покрытий зависят от условий их формирования. Оптимальными температурными условиями принято считать диапазон от 5 до 40 °С. Такие условия на территории России могут быть соблюдены только в летний период, что существенно сокращает срок для проведения работ по антикоррозионной защите. Поэтому целью данной работы стало изучение влияния отрицательных температур при нанесении и отверждении лакокрасочных материалов на эксплуатационные свойства антикоррозионных покрытий.

Для оценки влияния отрицательных температур были использованы 4 марки антикоррозионных покрытий для наружных поверхностей металлоконструкций резервуаров, обладающие высокими атмосферостойкими показателями, в среде высокой коррозионной активности С4 срок эксплуатации – 20 лет. Лакокрасочные материалы наносились на натуральный образец (рисунок 1) и на лабораторные образцы при температурах 6 °С и минус 5 °С, и отверждались при температуре ниже 0 °С.

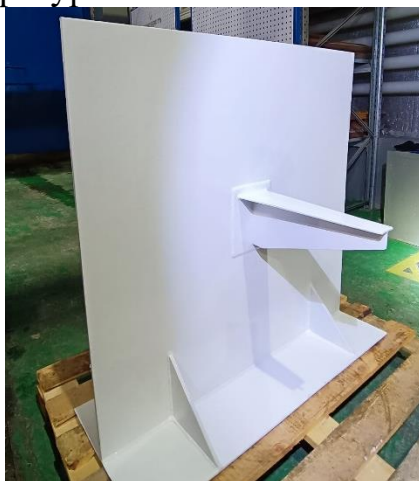


Рисунок 1 – Внешний вид натурального образца

В первом случае такой температурный режим соответствует неустойчивым погодным условиям: нанесение проводится при допустимой температуре, а отверждение при температуре минус 1 °С – ниже рекомендуемой, что происходит при ухудшении погоды. Во втором случае температурный режим соответствует устойчивой непогоде: нанесение и отверждение проводится при температуре минус 5 °С, что характерно для зимнего периода. Используемые марки покрытий представляют собой двухслойные покрытия номинальной толщиной 200 мкм. 3 из 4 систем состоят из двухкомпонентной эпоксидной

грунтовки и двухкомпонентной акрил-уретановой эмали. Для 1 из 4 систем вместо двухкомпонентной эпоксидной грунтовки применена двухкомпонентная грунтовка на основе акрил-уретановой смолы. Финишный слой в этой системе также на основе двухкомпонентной акрил-уретановой смолы.

Для оценки влияния температур каждую систему покрытий подвергли двум видам испытаний:

- испытаниям непосредственно сразу после полного отверждения пленки, как аналог приемо-сдаточных испытаний;

- длительным лабораторным испытаниям на соответствие ОТТ-25.110.01-КТН-097-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования».

Получены следующие результаты:

- 1) испытанные системы антикоррозионных покрытий, нанесенные и отвержденные при отрицательных температурах окружающего воздуха не соответствуют требованиям ПАО «Транснефть», предъявляемым к антикоррозионным покрытиям для наружных поверхностей металлоконструкций, резервуаров и трубопроводов со сроком службы 20 лет в среде коррозионной активности С4;

- 2) на натурных образцах выявлены дефекты антикоррозионного покрытия в виде потеков лакокрасочного материала от 5 до 50 % поверхности натурального образца, образующиеся в процессе нанесения;

- 3) по результатам длительных лабораторных испытаний, моделирующие эксплуатацию антикоррозионного покрытия в течение 20 лет преобладающий механизм разрушения – растрескивание (рисунок 2). Интенсивное растрескивание наблюдается при воздействии термоциклирования (100 циклов от минус 60 °С до 60 °С) и воздействия повышенной температуры (700 ч при 60 °С).



Рисунок 2 – Внешний вид образца после длительных испытаний

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА

А.М. Романов, Г.М. Орлова

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Резервуарные парки (РП), предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов, представляют собой наиболее опасные промышленные объекты, как для эксплуатирующего персонала, так и для окружающей среды. Результаты исследований показывают, что основными причинами 45 % аварий на резервуарах вертикальных цилиндрических стальных (РВС) являются неравномерная просадка грунтового основания, появление концентраторов напряжений в зоне сопряжения стенки и днища РВС и ускоренная коррозия сварных швов [1].

Негативное влияние на сварное соединение между стенкой и днищем оказывают накопления усталостных повреждений, которые возникают под воздействием переменных малоцикловых нагрузок, а также коррозионное воздействие подтоварной воды, содержащей слабые растворы серной кислоты и солей, которая накапливается в нижней части резервуара.

В современных условиях в процессе эксплуатации контроль технического состояния резервуара, в том числе контроль за состоянием нижнего пояса осуществляется при частичном и полном обследовании резервуара не реже одного раза в 5 и 10 лет соответственно.

При таком подходе не обеспечивается контроль за техническим состоянием нижнего пояса резервуара (НПР) в промежутках между обследованиями, то есть непрерывно, из-за относительно длительной периодичности между проведением обследований.

Для решения вышеописанной проблемы современные авторы предлагают внедрение различных систем мониторинга технического состояния резервуара, основанных на выявлении дефектов и контроля герметичности резервуаров по сигналам акустической эмиссии (АЭ) [2]; учитывающих изменение геометрических параметров резервуара [3]; использующих алгоритм для оценки остаточного ресурса РВС по критерию малоциклового нагружения в режиме реального времени [4].

В нашей работе предлагаем автоматизированную систему для осуществления непрерывного контроля напряжений, возникающих в нижнем поясе резервуара, основанную на применении волоконно-оптических тензометрических датчиков (ТМД), которые закрепляются на поверхности НПР по периметру, то есть в области максимальных напряжений при помощи точечной сварки. Количество ТМД рассчитывается в зависимости от диаметра резервуара. Основным детектором в волоконно-оптических датчиках является волоконная брэгговская решетка (ВБР), спектральная характеристика (длина волны) которой смещается вместе с изменением измеряемого параметра (деформацией стенки). Лазер, находящийся в анализаторе сигналов и выступающий источником излучения, генерирует несколько длин волн с

частотой 100 Гц. ВБР отражает оптический спектр, который при внешнем воздействии сдвигается вправо или влево. Путем спектрального анализа изменений регистрируемого сигнала автоматизированная система определяет характеристики внешнего воздействия, что позволяет в реальном времени отслеживать напряженно-деформированное состояние НДС НПП.

Автоматизированная система мониторинга НДС НПП представляет собой 3-х уровневую структуру, состоящую из нижнего (волоконно-оптические тензометрические датчики, волоконно-оптический анализатор сигналов.), среднего (модуль аналогового ввода, программируемый логический контроллер (ПЛК)) и верхнего (автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора) уровней.

Авторами разработан алгоритм работы автоматизированной системы мониторинга НДС НПП, который позволит моделировать процесс развития напряжений и деформаций в НПП и своевременно обнаруживать достижение напряжениями определённых критических значений, тем самым предотвратить возникновение ЧС.

Внедрение автоматизированной системы мониторинга напряжённно-деформированного состояния НПП повысит надёжность РВС, снизит вероятность возникновения аварийных ситуаций и уменьшит риски для обслуживающего персонала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пожары и пожарная безопасность в 2019 году: Статистический сборник. Под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М.: ВНИИПО, 2020. – 80 с.
2. Лещенко В.В., Винокуров В.И., Харебов В.Г. Патент RU2265817 С2, опубликован 10.12.2005 г. «Способ контроля технического состояния резервуаров».
3. Мониторинг технического состояния и разработка методики измерения геометрических параметров резервуаров процессе его эксплуатации / Е. В. Николаева, М. Ю. Николаев, К. В. Симоненко, В. Н. Мальцев // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : Материалы 12-й Международной научно-технической конференции, Омск, 16–19 февраля 2022 года / Редколлегия: В.А. Лихолобов [и др.]. – Омск: Омский государственный технический университет, 2022. – С. 188-189. – EDN GOWUFV.
4. Гайсин Э.Ш., Валеев А.Р., Бикмухаметов К.Ш., Фролов Ю.А., Хайретдинова Д.М. Алгоритм оценки остаточного ресурса РВС по критерию малоциклового нагружения в режиме реального времени // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 4. С. 131-141. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-131-141>.

ВИБРОДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ: СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ

Д.Д. Ряснов, Е.С. Монов, РУДН, г. Москва

Продолжительная бесперебойная работа промышленного нефтегазового оборудования на современном уровне технического оснащения предприятий склоняется не к устранению серьезных поломок агрегатов, а к своевременному обнаружению дефектов на ранней стадии, а также исправлению мелких погрешностей. Своевременное и грамотное планово-профилактическое обслуживание и техническая диагностика нефтегазового оборудования помогает в предотвращении серьезных проблем на предприятии, и одним из эффективнейших методов диагностики является вибродиагностика агрегатов.

Вибродиагностика оборудования – это метод неразрушающего контроля, основанный на измерении и анализе параметров вибрации. Он позволяет обнаруживать дефекты и неисправности в работающих машинах и оборудовании, таких как насосы, компрессоры, вентиляторы, редукторы. [1]

Основная задача вибродиагностики - обнаружить и уточнить причины дефекта, а также условия его возникновения совместно с путем его развития, оценить влияющие факторы. Это помогает вовремя устранить дефект или снизить интенсивность проявления дефекта (отказа) при наиболее ответственных режимах работы и эксплуатации машины. Экономический эффект достигается за счет отсутствия необходимости демонтажа оборудования (до 80% экономии [1]). Кроме того, появляется возможность прогнозировать долгосрочные эффекты от внедряемых мероприятий и своевременно предотвращать серьезные поломки. [2]

Диагностический процесс включает в себя оценку общего уровня вибрации по параметрам виброскорости, виброускорения и виброперемещения. Важным элементом является спектральный анализ, позволяющий определить частоты колебания дефекта и оценить характеристики вибрирующих элементов оборудования. Не менее значимым компонентом выступает мониторинг изменений уровня вибрации во времени.

В процессе диагностики используются различные показатели. Максимальное значение сигнала определяется как ПИК, а среднее квадратическое значение обозначается как СКЗ. Особое внимание уделяется ПИК-фактору, представляющему собой отношение ПИК к СКЗ. Кроме того, важным параметром является EVAM — частота ударных импульсов при неисправностях механизмов. [2]

По результатам диагностики проводятся работы по устранению причин. Основные признаки дефектов: дисбаланс (пик на оборотной частоте), несоосность (пики на $2 \times n$ и $3 \times n$ с преобладанием осевой составляющей), дефекты подшипников (специфические частоты), лопастная частота (пик на $z \times n$, где z — число лопастей), кавитация (широкополосный спектр). Основное решение включает балансировку и центровку, в некоторых случаях замена деталей. Современные агрегаты, соответствующие требованиям ответственного использования, оснащены контрольно-сигнальными виброизмерительными системами (КСА). [2]

В качестве примера реализации можно рассмотреть нефтетранспортное предприятие ОАО «Верхневолжскнефтепровод» (ВМН). До внедрения вибродиагностики компания пользовалась стандартными методами диагностики и имела примерно 25% нефтеперекачивающих агрегатов (НПА), действовавших с повышенной вибрацией. Для ВМН фирмой «Инкотес» было разработано диагностическое оборудование, основанное на вибродиагностике. Это уменьшило количество действующих на повышенной вибрации НПА до 3,5% и облегчило поиск и устранение дефектов конструкций. [3]

На рисунке 1 представлена структурная схема вибродиагностики электронасоса, которая включает центральный модуль системы мониторинга CSM 1277 (служит для обработки данных и управления работой всей системы); программируемый логический контроллер CPU 1214C (обеспечивает управление и анализ данных); модуль SM 1281 (измеряет параметры вибрации, включая виброускорение и виброскорость); модуль SM 1231 (подключается к дополнительным датчикам и устройствам). Главный компьютер в данной схеме используется для визуализации и анализа данных, полученных от системы мониторинга. Программатор служит инструментом для настройки и программирования системы. Сенсорный HMI обеспечивает визуализацию данных на месте установки.

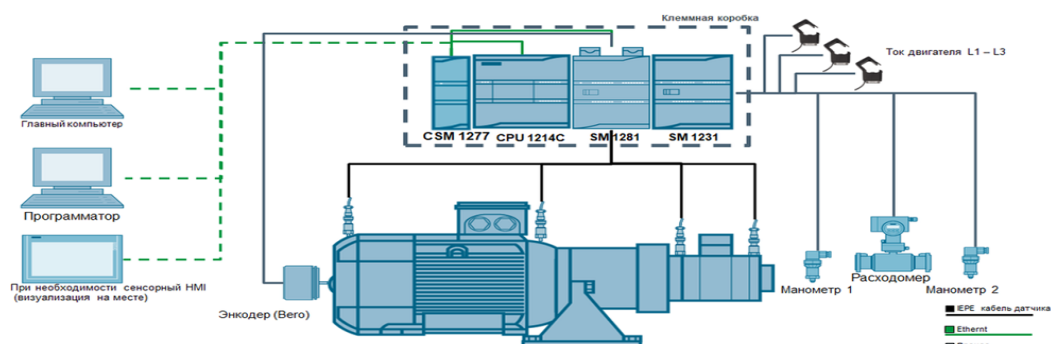


Рисунок 1 - Структурная схема вибродиагностики электронасоса

Такая система позволяет проводить комплексный мониторинг состояния электродвигателя, включая измерение вибрации, температуры, давления и других параметров. Данные передаются через Ethernet и другие интерфейсы, обеспечивая возможность удаленного контроля и анализа.

Таким образом, вибродиагностика представляет собой перспективный метод контроля состояния оборудования. Благодаря способности своевременно выявлять и устранять неисправности при минимальных затратах, этот метод будет получать все более широкое распространение в будущем. Его эффективность и экономическая целесообразность делают его незаменимым инструментом в современной промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

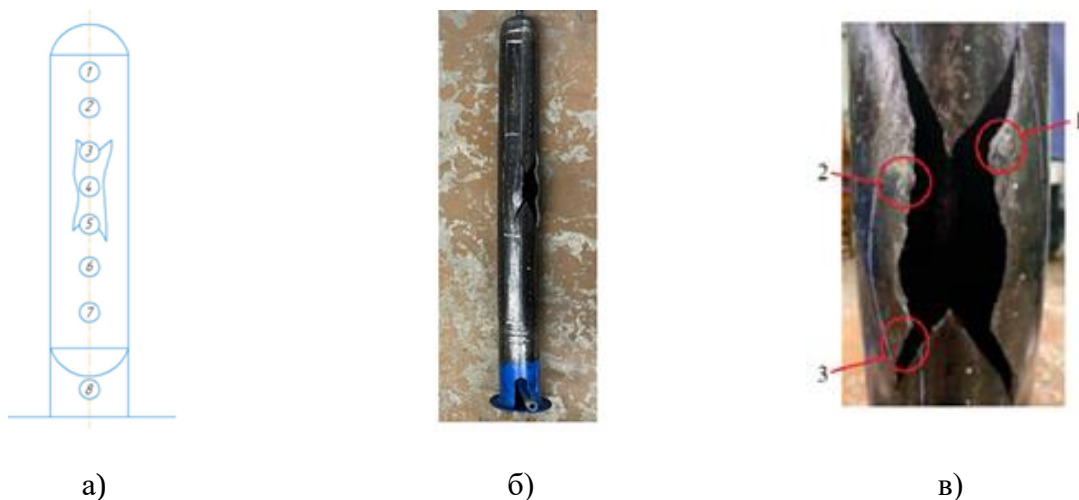
1. Техническая диагностика нефтегазового оборудования [Электронный ресурс] // MSdiag.ru. — URL: <https://www.msdiag.ru/tehnicheskaya-diagnostics-neftegazovogo-oborudovaniya/> (дата обращения: 13.10.2025).
2. Вибродиагностика оборудования [Электронный ресурс] // Rusexpertprom.ru. — URL: <https://rusexpertprom.ru/services/vibrodiagnostika-oborudovaniya/> (дата обращения: 13.10.2025).
3. Вибродиагностика подшипников электродвигателей [Электронный ресурс] // Encotes.ru. — URL: <https://www.encotes.ru/node/64> (дата обращения: 13.10.2025).

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА ОБОЛОЧКОВОЙ КОНСТРУКЦИИ ПОСЛЕ РАЗРУШЕНИЯ

Б.С. Сейтжапаров, Д.Н. Шерматов, И.Р. Кузеев

Сравнительный анализ свойств металла оболочковой конструкции после разрушения представляет собой ключевой этап в оценке эксплуатационного состояния и безопасности технических объектов, подвергшихся критическим нагрузкам и повреждениям [1,3].

При изучении различных аспектов разрушения конструкций под действием внутреннего давления возникают вопросы, связанные с алгоритмом локализации места возникновения результирующей трещины (рисунок 1). Предварительный анализ геометрических характеристик оболочки, предназначенной для разрушения и численное моделирование на этой основе напряженно-деформированного ее состояния, позволил с определенной точностью локализовать место будущего разрушения реальной оболочки [1].



а) модель оболочковой конструкции с областями образцов; б) реальная оболочковая конструкция; в) 1 – зона разрушения образца №3; 2 – зона разрушения образца №4; 3 – зона разрушения образца №5

Рисунок 1 – Объект исследования

При реализации алгоритма разрушении металла происходят значительные изменения в его механических характеристиках – прочности, пластичности, ударной вязкости – что напрямую влияет на работоспособность и долговечность конструкции. Одновременно с этим наблюдаются существенные микроструктурные трансформации, такие как рост и коалесценция зерен, образование трещин, пор и других дефектов, которые могут быть выявлены методами металлографического анализа и сканирующей электронной микроскопии [2,4,5].

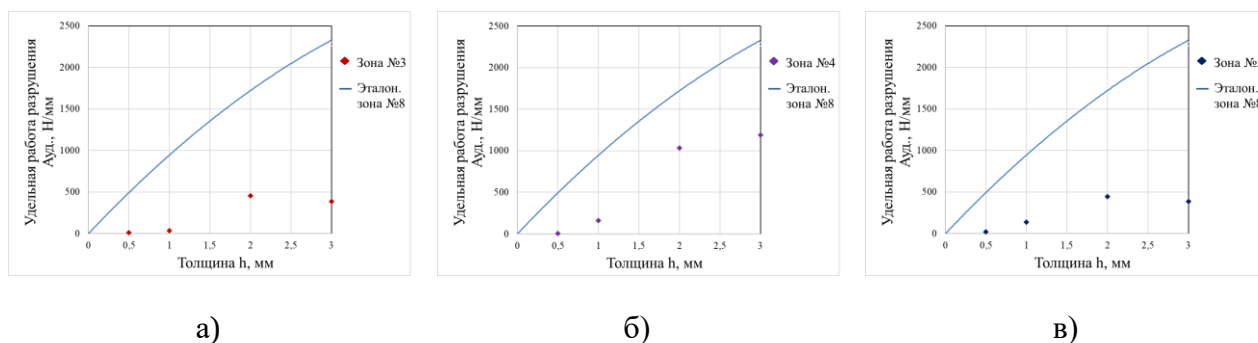
Для детализации процесса разрушения представляет интерес рассмотреть распределение удельной работы разрушения в зоне образовавшейся трещины. На рисунке 2 показаны зависимости удельной работы разрушения от толщины

компактных образцов, вырезанных из зоны развития трещины. Для сравнения в качестве эталона использовали результаты определения удельной работы разрушения образцов, выполненных из металла опорной обечайки, которая не участвовала в нагружении внутренним давлением (точка №8).

Результаты указывают на исчерпание ресурса прочности на различных масштабных уровнях организации структуры стали.

Для более глубокого понимания структурных изменений после разрушения современные исследования применяют мультифрактальный анализ поверхности, который позволяет количественно оценить сложность и неоднородность дефектов в различных масштабах. Такая мультифрактальная параметризация дает возможность не только выявлять скрытые повреждения, но и прогнозировать развитие критических дефектов, что существенно повышает эффективность оценки остаточного ресурса.

Нами показано, что мультифрактальный анализ позволяет оценить детали поведения конструкционного материала в процессе разрушения.



а) зависимости удельной работы разрушения от толщины в зонах №3 и №8;
б) зависимости удельной работы разрушения от толщины в зонах №4 и №8; в) зависимости удельной работы разрушения от толщины в зонах №5 и №8

Рисунок 2 – Удельная работа разрушения образцов

Использование мультифрактального параметра скрытой периодичности позволяет эффективно анализировать и выявлять важные особенности поведения конструкционного материала на этапе разрушения, что может способствовать более точной оценке его состояния и запасов прочности. Степень однородности в поведении конструкционного материала в процессе разрушения позволяет оценить, насколько равномерно и последовательно материал реагирует на нагрузки и разрушение. То есть, параметр показывает, насколько материал ведёт себя одинаково во всех частях, и нет ли в нём локальных слабых зон или неравномерно распределённых дефектов, которые могут влиять на его прочность и надёжность. Фрактальная размерность позволяет оценить сложность и структурную нерегулярность поведения конструкционного материала во время разрушения. Чем выше фрактальная размерность, тем более сложная и многообразная структура образуется в материале в процессе разрушения, что помогает лучше понять его внутренние процессы и предсказать, как он может вести себя при дальнейшем воздействии.

В совокупности, сравнительный анализ на основе механических, микроструктурных и мультифрактальных характеристик обеспечивает комплексный подход к диагностике разрушенных оболочковых конструкций. Это позволяет разрабатывать более точные критерии технического состояния, оптимизировать методы профилактического ремонта и технического обслуживания, а также повысить безопасность и надежность эксплуатации металлоконструкций в различных отраслях промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманова, К.И. Метод прогнозирования ресурса безопасной эксплуатации оболочковых конструкций посредством создания цифровой модели: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. 138 с.
2. Гафарова В.А., Шерматов Д.Н., Кузеев И.Р., Арсланов А.Л. Характер распределения физико-механических свойств стали в сварной оболочковой конструкции. Часть 1 // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Т. 14. № 4. С. 356-366.
3. Гафарова В.А., Шерматов Д.Н., Кузеев И.Р., Баязитов М.И., Абдрафиков Д.У., Масловская С.В., Арсланов А.Л. Разработка алгоритма формирования цифрового двойника оболочковой конструкции. Часть 2 // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. Т. 14. № 6. С. 548-561.
4. Сейтжапаров Б.С., Шерматов Д.Н., Гафарова В.А. Использование компактных образцов для оценки степени износа конструкционного материала при разрушении оболочки // В сборнике: Актуальные проблемы науки и техники. Материалы XVIII Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. Уфа, 2025. С. 544-545.
5. Бабичев Р.Г., Кадыров Р.О., Корзникова Е.А., Наумкин Е.А., Шерматов Д.Н. Изменение мультифрактальных параметров распределения микротвердости в сварном соединении модельных образцов уторного шва при малоцикловой усталости // В книге: Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Уфа, 2023. С. 445.

АНАЛИЗ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

С.А. Сильвестров¹, Э.А. Шегуров¹, И.Ф. Кантемиров²

¹ООО «Астрапроект», г. Казань, ²УГНТУ, г. Уфа

Повышенные нагрузки на подземные газонефтепроводы возникают вследствие перемещений, которые происходят как результат непостоянства условий длительной эксплуатации: технологических, геологических, природных.

Трасса подземного газонефтепровода представляет собой кривую линию, передвижения трубопровода (ТП) происходят постоянно и направлены в сторону положения равновесия действующих в текущий момент времени сил и возмущающих факторов. Чтобы исключить превышения несущей способности металла ТП, проводятся исследование его напряженно-деформированного состояния (НДС) для определения необходимых ремонтных мероприятий.

Наиболее удобной для расчетов НДС является линейная постановка задачи и решение уравнений продольно-поперечного изгиба стержней, при которой ТП представляется как комбинация прямолинейных труб и кривых вставок [1]. Такая модель дает удовлетворительные результаты при соизмеримости прогибов ТП с толщиной стенки трубы.

Когда величины прогибов соизмеримы с радиусом трубы или изгибные напряжения соизмеримы с кольцевыми от рабочего давления, задача решается построением математической модели с нелинейными геометрическими соотношениями на основе теории механики сплошной среды [2]. В модели продольная осевая линия стержня с начальной кривизной жестко связывается с криволинейной подвижной лагранжевой системой координат и учитывает возможные изменения схемы нагружения в результате смещения ТП. Такой подход позволяет корректно решить задачу о НДС и устойчивости стержня с условием отслеживания деформации стержня и его смещения в пространстве.

Наиболее эффективным способом построения модели с нелинейными геометрическими соотношениями является модификация метода конечных элементов с введением понятий узловых и стержневых элементов [2]. Эта модель определяет перемещения ТП как движение узловых элементов, НДС определяется расчетом матриц жесткости и вектора краевых обобщенных усилий стержня. Метод позволяет учитывать конструкцию ТП, пространственную локацию на пересеченной местности, собственный вес и эксплуатационные нагрузки, грунтовые условия, деформации растяжения-

сжатия совместно с грунтом. Однако, остается открытым вопрос корректного сопряжения краевых условий криволинейных стержневых элементов, связанный с неодинаковой величиной и направленностью кривизны смежных элементов. Также рассматриваемая модель не позволяет учитывать предысторию перемещений ТП за все время длительной эксплуатации, которые в течение времени имеют разную скорость и направление на одном и том же участке ТП.

Стержневая модель ТП имеет ограниченные границы применимости при проверке местной устойчивости, определении нормируемой гибкости, допускаемых напряжений и других параметров. Кроме того, изменения геометрии подземного ТП зависят от его окружения, то есть ТП находится в условиях деформационного нагружения (кинематического воздействия). Необходимо различать стержневой элемент с такими наименьшими параметрами размерности, которые позволяют при расчетах рассматривать ТП и как совокупность минимальных расчетных элементов, и как стержень в целом [3]. В работе [4] таким элементом является сегмент, под формулировкой которого понимается элемент ТП в виде трубы (или участка меньше длины трубы), трубной секции (участок, состоящий из сваренных встык нескольких труб) или детали ТП (отвод, тройник, переход, опоры и т.п.). Проблема сопряжения краевых условий решается описанием трассы ТП гладкой кривой - сплайном, а описание перемещения ТП в период длительной эксплуатации - уравнением эволюции сегментов.

Для исследования перемещений разрабатывают кинетическую модель пространственного положения ТП на основе положений кинематики твердого тела. За кинетическую модель изменения пространственного положения ТП принимается формальная структура, раскрывающая перемещения ТП с течением времени как направленные переходу в состояние равновесия процессы. Трасса ТП рассматривается как система последовательно связанных пространственно-распределенных сегментов. Измерениями координат сегментов в каждый период времени и составлением уравнений их перемещений в период эксплуатации (уравнений эволюции) получают текущие значения пространственного положения ТП, прогноз их изменений на заданный период, вероятность реализации прогноза, характеристики вектора упругой энергии сегмента.

Метод исследования пространственного положения подземного газонефтепровода на основе кинетической модели раскрывает новые возможности исследования длительно эксплуатируемых ТП. Проведенный выше анализ свидетельствует, что интегральную оценку НДС подземного газонефтепровода можно рассчитать, подставляя полученные на основе кинетической модели данные в методы на основе теории механики сплошной среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Азметов Х.А, Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – СПб.: ООО «Недра», 2005.-248 с.
2. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. / А.М.Шаммазов, Р.М.Зарипов, В.А.Чечелов и др. – М. Интер, 2005. – 706 с.: илл. 191 (с.8).
3. Расчетные модели сооружений и возможность их анализа/ А.В. Перельмутер, В.И. Сливкер – 4-е изд., перераб. – М.: Издательство СКАД СОФТ, 2020. 736 стр.
4. Сильвестров С.А., Чистяков Д.В., Сильвестров А.С., Кантемиров И.Ф. Описание изобретения «Способ прогнозирования изменений пространственного положения магистрального трубопровода на основе кинетической модели». Уведомление о приеме и регистрации заявки от 09.07.2025г вх. № W25044715, рег.№ 2025118958. ФИПС, www.fips.ru/registers-web.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ РАЗЛИЧНЫХ МАРОК СТАЛЕЙ

А.А. Скорняков, Л.И. Зайнуллина, Н.К. Габдуллин, Р.А. Харисов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Сварка является основным методом соединения отдельных труб и трубных секций при монтаже магистральных трубопроводов (МТ). С целью получения качественных сварных швов трубопроводы из различных классов сталей свариваются с применением специальных электродов [1,2]. Однако, не всегда удается достичь высокого качества сварных соединений (СС) и при многократных переменных эксплуатационных нагрузках происходит развитие трещин, соответственно аварийные остановки на ремонтные работы. Изучение причин развития трещин в СС, влияющих на целостность и эксплуатационную безопасность МТ, является актуальной задачей. В данной работе проведены исследования по причинам возникновения сквозной трещины в СС, выполненном из разнородных сталей.

В качестве объекта исследования взято СС со сквозной трещиной в нижней образующей трубопровода, выполненное из стали марки Ст.4 и Ст.5. Неразрушающий контроль СС проводили ультразвуковым дефектоскопом OmniScan MX2. Для проведения фрактографических и металлографических исследований, а также определения механических свойств вырезаны темплеты и изготовлены образцы. Химический состав сталей определялся методом фотоэлектрического спектрального анализа по ГОСТ 18895 на оптико-эмиссионном спектрометре GDS-850A. Определение характеристик прочности и пластичности при растяжении проводили по ГОСТ 1497 на универсальной испытательной машине LFM-400 при комнатной температуре. Замеры твёрдости по Виккерсу проводили с нагрузкой 10 кгс (HV10) на автоматическом твердомере DuraScan 70 с программным обеспечением ECOS Workflow. Металлографический и фрактографический анализ образцов выполняли на сканирующем электронном микроскопе Tescan серии Mira3.

Результаты химического анализа показали, что состав основного металла значительно различается по содержанию углерода. Процентное содержание углерода в одной стали составило 0,23%, по ГОСТ 380-41 его количество соответствует марке Ст.4. В другой – 0,37%, что по процентному количеству соответствует марке Ст.5. В качестве присадочного (электродного) использовался материал, предназначенный для сварки Ст.4.

Полученные значения прочностных характеристик и твердости показали, что образец Ст.4 соответствует классу прочности K50 с пределом прочности, равным $\sigma_B=491,8$ Н/мм², пределом текучести $\sigma_{0,2}=277,9$ Н/мм² и твердостью 143HV. Образец Ст.5 – K52 со средними значениями предела прочности $\sigma_B=667,8$ Н/мм² и предела текучести $\sigma_{0,2}=345,7$ Н/мм², твердостью 203HV, при сравнительно высоких значениях (более 22%) относительного удлинения. При

этом предел прочности СС составляет $\sigma_B=482,9 \text{ Н/мм}^2$, предел текучести $\sigma_{0,2}=328,3 \text{ Н/мм}^2$ и твердость 157HV, что сопоставимо по уровню с прочностными характеристиками Ст.4. Следует отметить, что свойства металла и СС соответствует действующим требованиям нормативных документов ПАО «Транснефть».

По проведенным микроструктурным исследованиям отмечено, что оба металла относятся к сталям ферритно-перлитного класса. Однако эти стали имеют существенные отличия. Микроструктура образца Ст.4 содержит 75% зерен феррита и относится к хорошо свариваемым материалам. Образец Ст.5 содержит 28% феррита и относится к ограниченно свариваемым материалам [1]. Сварные швы такой стали требуют проведения дополнительной термообработки для снятия остаточных напряжений. Выполненное СС двух различных по свариваемости материалов, отрицательно сказалось на качестве. Неразрушающим методом контроля выявлено, что СС содержит недопустимые дефекты такие, как подрезы, скопления пор, внутренние непровары, смещение кромок, участки шлаковых включений и зашлакованных карманов. Проведенные фрактографические исследования на растровом электронном микроскопе подтвердили, что очагом зарождения и развития трещины являлась протяженная зона непровара в сварном шве, которая явилась концентратором напряжений.

Таким образом, на основе проведенных исследований установлено, что сварка разнородных сталей отрицательно сказывается на качестве СС, развитие трещины происходило в процессе длительной эксплуатации при постоянных циклических нагрузках. Ускоряющим фактором для раскрытия трещины явилось воздействие растягивающих напряжений в нижней образующей трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рябов В.Р., Рабкин Д.М. Сварка разнородных металлов и сплавов. – М.: Машиностроение, 1984. – 241 с.
2. Табатчиков А.С., Коробов Ю.С., Разиков Н. М. Электроды и порошковые проволоки для сварки и родственных процессов: учебно-методическое пособие. – М-во науки и высш. образования РФ. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2023. 145 с.

ПРОВЕДЕНИЕ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СТЫКОВОГО СВАРНОГО ШВА УТОРНОГО УЗЛА С ТАВРОМ В ОСНОВЕ

А.А. Скорняков, Е.Д. Шогин, ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа;

А.Е. Зорин ООО «НИИ Транснефть» г. Москва;

И.Ф. Кантемиров ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа

Для производства резервуара с тавром в основе предлагается применить соответствующий прокатный профиль, поставляемый металлургическими предприятиями. Тавр подлежит вальцовке для получения радиуса, соответствующего радиусу резервуара.

Стыковое соединение «соседних тавров» может выполняться:

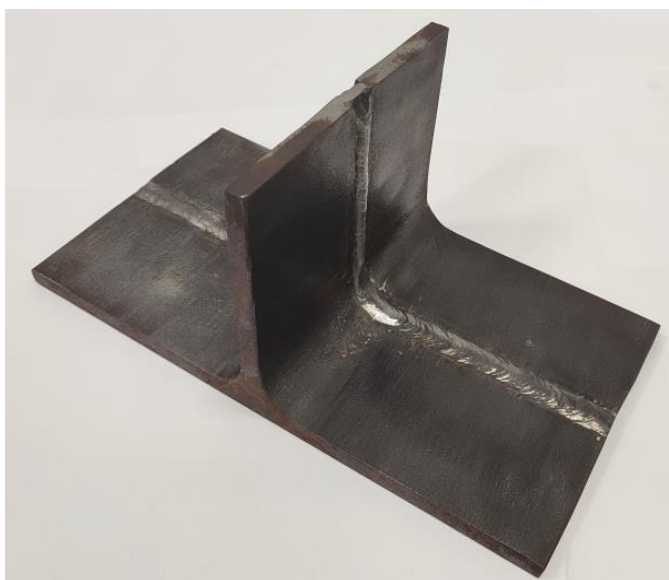
1. без выполнения разделки кромок по технологии электродуговой сварки закладным электродом;
2. с выполнением разделки кромок по технологии автоматизированных, механизированных или ручных способов сварки.

Технология электродуговой сварки закладным электродом разрабатывается для конкретных изделий и её применение при единичном производстве экономически не целесообразно, поэтому сварка экспериментального образца (ЭО) проведена с выполнением разделки кромок. Способ сварки – механизированная сварка плавящимся электродом в среде активных газов и смесях.

В целях проверки применимости радиографического метода контроля на производстве в сварном шве ЭО заложены искусственные дефекты. Внешний вид ЭО приведен на рисунке 1.



а

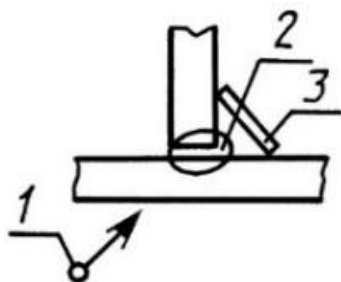


б

а – конструкция соединения; б – внешний вид сваренного ЭО

Рисунок 1 – Экспериментальный образец

В соответствии с ГОСТ 7512-82 для контроля применена схема, представленная на рисунке 2.



1 – источник излучения; 2 – сварное соединение; 3 – радиографическая пленка

Рисунок 2 – Схема просвечивания ЭО

Результаты просвечивания сварного шва ЭО по схеме, представленной на рисунке 2 показаны на рисунке 3.

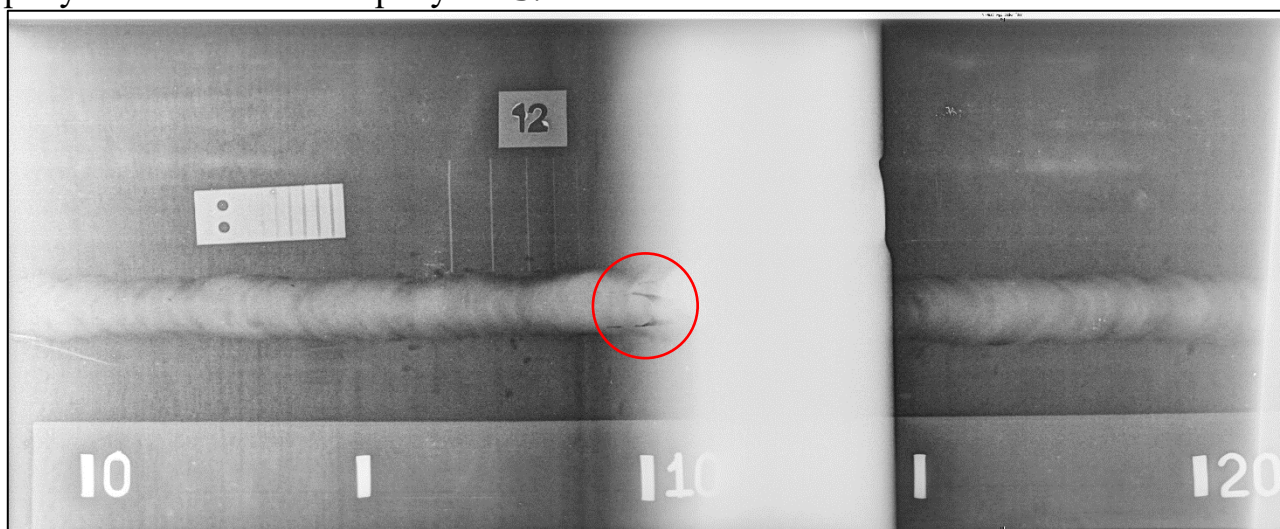


Рисунок 3 – Радиографическое изображение

На основании полученных результатов радиографического контроля установлено, что радиографический контроль позволил выявить искусственные дефекты в стыковом сварном шве ЭО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проведение радиографического контроля уторного узла вертикального цилиндрического резервуара / А. А. Скорняков, А. Е. Зорин, Р. А. Харисов, Н. К. Габдуллин // Материалы 74-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, Уфа, 17–18 апреля 2023 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 275. – EDN OMIABE.
2. Скорняков, А. А. Совершенствование конструкции уторного узла стального вертикального резервуара / А. А. Скорняков, А. М. Файрушин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2(14). – С. 32-37. – EDN SGSMFP.

РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА СТАТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНЫХ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ

Е.С. Смольников, УГНТУ, г. Уфа

Современная добыча нефти в Российской Федерации характеризуется переходом к разработке сложных месторождений с применением кустовой системы, где количество скважин на куст может достигать 20 и более. Эксплуатация происходит в экстремальных условиях: забойное давление до 50-65 МПа, температура до 150-170°C, сложный компонентный состав продукции с содержанием сероводорода, парафинов и (зачастую) с высокой обводненностью. Точный и надежный учет дебита скважин и газового фактора в таких условиях является критически важным для гидродинамического моделирования, фискального учета, планирования транспорта и переработки.

Существующие бессепарационные методы измерения многофазных потоков (радиоизотопные, ультразвуковые, электроемкостные), регламентированные ГОСТ Р 8.615-2005, обладают существенными недостатками. Их точность принципиально зависит от нестабильных гидродинамических параметров потока (скорости, структуры газовой фазы, реологических свойств эмульсии). Алгоритмическая компенсация этих факторов, как показывают работы Д.И. Газина [1], К.Ю. Плесовских [2] и других [3, 4, 5], приводит к неприемлемому росту вычислительной сложности, а сами методы требуют дорогостоящей и сложной калибровки, будучи чувствительными к минерализации воды и химическому составу продукции.

Целью исследования является разработка альтернативного метода измерения дебита нефти и газового фактора, исключающего влияние нестабильности многофазного потока за счет перевода измерения в статический режим в калиброванной емкости.

На основании исследования предложен новый способ, основанный на предварительной циркуляции продукции через байпасную линию с последующим наполнением калиброванной измерительной емкости в контролируемых условиях. Ключевым отличием является разделение во времени процессов наполнения и измерения, что позволяет исключить динамические погрешности, присущие проточным методам.

Ключевые преимущества предложенного метода:

1. Независимость от гидродинамики потока: исключается влияние скорости, структуры потока и наличия эмульсий, так как измерение происходит в статических условиях.
2. Метрологическая прослеживаемость: в основе метода лежит прямое измерение массы жидкости через гидростатическое давление в емкости известного диаметра, что обеспечивает высокую достоверность.

3. Простота и надежность: отсутствие сложных алгоритмов и дорогостоящих первичных преобразователей (радиоизотопных, ультразвуковых) снижает стоимость владения и упрощает эксплуатацию.

4. Полнота учета газа: измеряется весь объем газа, включая свободный и растворенную часть, выделившуюся при снижении давления.

5. Адаптивность к сложным условиям: метод эффективен для высокообводненной продукции, с примесями сероводорода и парафинов, где традиционные методы дают сбои.

Критическим элементом установки является входной запорный узел (электромагнитный клапан), работающий в условиях знакопеременных циклических нагрузок, повышенного давления (до 5 МПа) и агрессивной среды. Для обеспечения долговечности необходима разработка специализированных регламентов технического обслуживания и применение материалов, стойких к коррозии и водородному охрупчиванию. Кроме того, с целью достижения высокого параметра экономической эффективности для малых нефтяных компаний и сервисных организаций, требуется проведение специального анализа надежности, разработка способа оценки остаточного ресурса.

Проведенный анализ подтверждает, что разработанный метод статического измерения дебита представляет собой практичную и метрологически обоснованную альтернативу существующим бессепарационным системам. Его внедрение позволит повысить точность и достоверность коммерческого и технологического учета на месторождениях с нестабильными и сложными многофазными потоками, включая зрелые месторождения Западной Сибири и новые проекты Арктического шельфа. Дальнейшие исследования должны быть направлены на оптимизацию конструкции критических узлов и апробацию метода в промышленных условиях на различных типах скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Информационно-измерительная система для определения содержания свободного газа в потоках товарной нефти на основе радиоизотопного преобразователя плотности/ Газин Дмитрий Игоревич / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Санкт-Петербург – 2007;
2. Методики и алгоритмы калибровки информационно измерительной системы учета нефти и попутного нефтяного газа на основе моделей самоорганизации/ Плесовских Ксения Юрьевна / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Арзамас – 2012;
3. Оценка покомпонентного состава газонефтеводяной смеси в промысловом трубопроводе/ Левашов Дмитрий Сергеевич / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Санкт-Петербург – 2009;
4. Разработка и исследование ультразвуковых методов и информационно-измерительной системы измерения расхода нефтегазового потока / Дробков Владимир Петрович / Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Москва – 2007;
5. Совершенствование методов измерения, передачи и обобщения параметров продукции нефтяных скважин/ Мурыжников Александр Николаевич / автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа – 2005.

ПРИМЕНЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПРОМЫСЛА МАЛЫХ ТЕПЛОВЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ НА ПОПУТНОМ НЕФТЯНОМ ГАЗЕ

*К.В. Стерхов, А.А. Трифонов, А.З. Файзрахманов
АО «Белкамнефть» им. Волкова, г. Ижевск*

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова стремится максимально использовать попутный нефтяной газ. Процент его полезного использования в компании составляет более 95 %. Попутный нефтяной газ используется как на технологические нужды – для нагрева нефти, так и на бытовые – отопление бытовых помещений.

На крупных установках подготовки нефти попутный нефтяной газ используют полностью. Энергию, полученную от сжигания ПНГ, используют для выработки тепла и направляют на технологические нужды и отопление помещений. Здесь применяют промышленные котельные, путевые подогреватели нефти, теплогенераторы и рекуператоры. Объемы потребления ПНГ данным оборудованием измеряются в тысячах кубических метрах в сутки. Однако существуют установки сбора и подготовки нефти, где данное оборудование использовать нецелесообразно, так как потребление тепловой энергии не значительно.

Основным оборудованием тепловой установки является котел. Существует большое количество производителей, предлагающих котлы отопительные, работающие на природном газе. Котлы, работающие на попутном нефтяном газе (ПНГ) на рынке отсутствуют. Сложность использования попутного нефтяного газа заключается в его компонентном составе. В ПНГ присутствуют: вода, капли нефти, целевые углеводороды (пропан, бутан и т.д.), сероводород. Это осложняет горение газа, способствует отложению сажи и сернистых соединений на поверхности теплообменника и приводит к преждевременному износу оборудования.

Работниками АО «Белкамнефти» им. Волкова А.А. разработан котел отопительный для работы на попутном нефтяном газе. Котел соответствует обязательным требованиям. Оформлен сертификат соответствия № RU С- RU. HA83.B.01419/22. Оригинальность конструкции защищена патентом № 2778029.

Фотография котла КВ-ЦБ, расположенного на установке подготовки нефти представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Фотография котла КВ-ЦБ расположенного на установке подготовки нефти

При разработке котла КВ-ЦБ на первое место поставлены требования простоты и надежности конструкции, а также его ремонтпригодность.

Основным элементом котла является теплообменник. После анализа конструкций различных котлов, принято решение использовать жаротрубный, (дымогарный) теплообменник. Основными недостатками данного теплообменника являются его большая масса и относительно невысокий КПД. Однако, теплообменник прост в изготовлении, обслуживании и имеет высокую ремонтпригодность.

Исследуя процесс горения ПНГ, выявлено, что высота топочной камеры сильно влияет на полноту сгорания попутных нефтяных газов. После проведения экспериментов определено, что при недостаточной высоте камеры на нижней части теплообменника и внутри трубок происходит отложение сажи.

При недостаточной высоте топочной камеры происходит неполное сгорание ПНГ. В дымовых газах появляется значительное количество угарного газа (СО). Увеличение подачи воздуха не приводит к снижению выделения угарного газа и отложений сажи. Было сделано заключение, что активное горение прекращается при соприкосновении с поверхностью теплообменника. Определено, что высота топочной камеры не должна быть ниже 250 мм от поверхности горелки.

Совместно с конструкцией котла разработан алгоритм работы автоматики безопасности и регулирования. Основными требованиями при разработке автоматики являются: обеспечение работы котла в соответствии с обязательными требованиями, максимальное применение оборудования отечественного производства, применение оборудования, используемого в нефтедобывающей отрасли.

Упрощенная схема управления автоматикой представлена на рисунке 2.

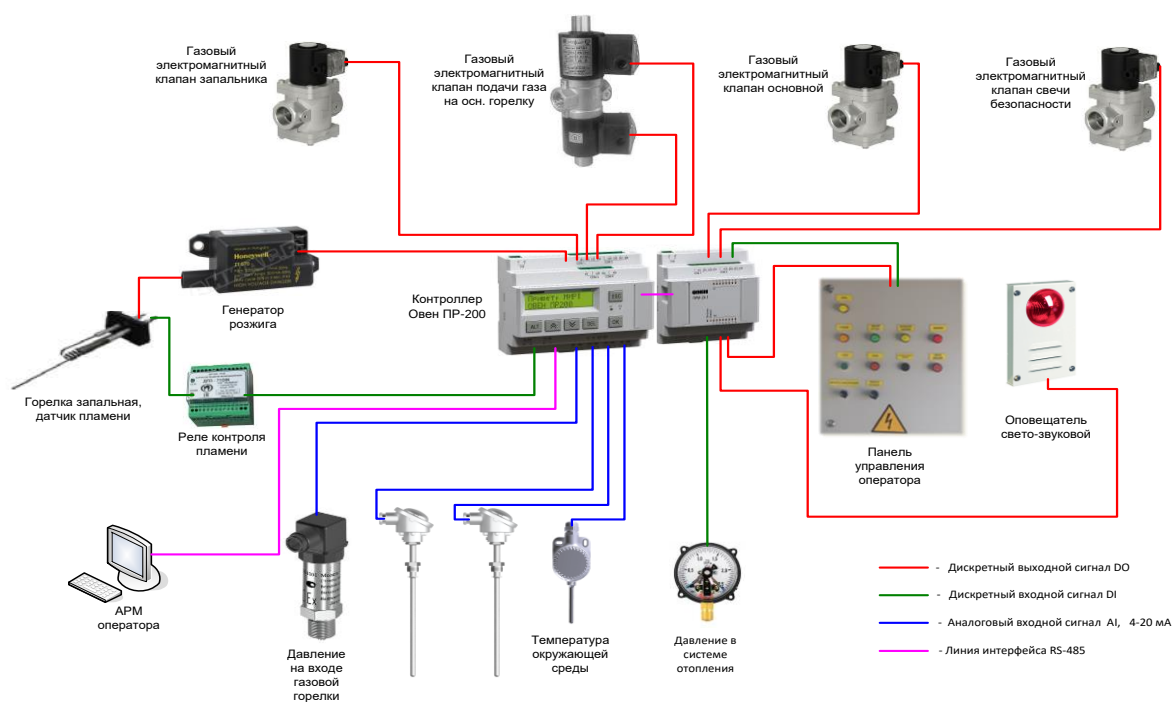


Рисунок 2 – Схема управления автоматикой

В результате проведения конструкторских и исследовательских работ была изготовлена тепловая установка с котлом мощностью 25 кВт работающим на попутном нефтяном газе. В АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова на сегодняшний день внедрены три малые тепловые установки. Они используются для отопления административных зданий и технологического подогрева нефти. В процессе эксплуатации установки показали свою высокую надежность и производительность.

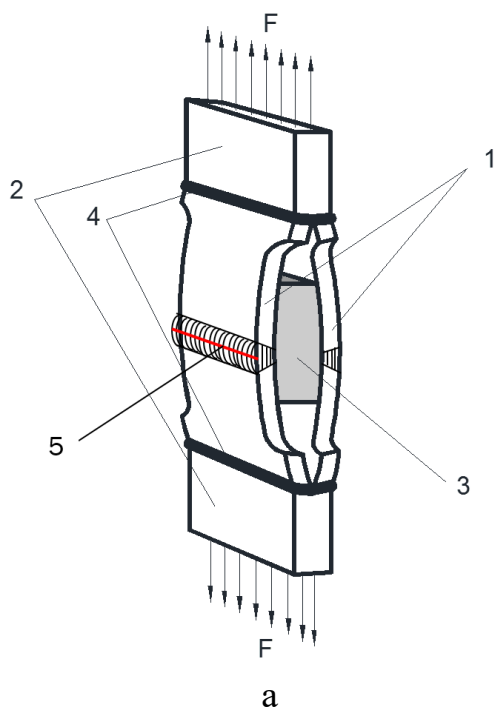
ВЫПОЛНЕНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОДОЛЬНЫХ СВАРНЫХ ШВОВ ТРУБ С ТРЕЩИНАМИ

Е.П. Студёнов, А.Е. Зорин ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

С целью исследования работоспособности продольных сварных соединений труб с дефектами заводского происхождения (горячими трещинами) были проведены специальные испытания.

Во-первых, выполнялись ресурсные циклические испытания специальных модельных образцов, позволяющих при одноосном растяжении создать в рабочей зоне двухосное напряженно-деформированное состояние, аналогичное возникаемому в трубопроводе при его нагружении внутренним давлением (рисунок 1) [1].

Целью данных испытаний было установление работоспособности металла шва с трещиной заводского происхождения при эксплуатационных нагрузках на трубопровод и их возможном превышении до 1,5 от рабочего давления.



1 - сегменты трубы; 2 - металлические пластины; 3 - жесткая вставка;
4 - монтажные сварные соединения; 5 - трещина

Рисунок 1 – Образец для проведения модельных испытаний
а – конструкция образца; б – общий вид испытания образца

Испытания на базе 30 000 циклов не выявили развития реальных трещин глубиной до 3 мм при циклических нагрузках, значительно превышающих эксплуатационные. Полученный результат свидетельствовал о высокой сопротивляемости металла шва развитию горячих трещин.

Во-вторых, с целью исследования кинетики развития трещин в металле сварного шва были проведены циклические испытания на четырехточечный изгиб до разрушения полнотолщинных образцов с нанесенным по центру продольного сварного шва трещиноподобным концентратором напряжений (длина 40 мм, глубина 2 мм, ширина 0,2 мм) (рисунок 2,а).

Ни в одном из испытанных образцов не было зафиксировано зарождения трещины из концентратора напряжений, а разрушение во всех случаях происходило по линии сплавления металла шва (рисунок 2, б).



а



б

Рисунок 2 – Образец на четырехточечный изгиб
а - общий вид испытания образца; б – зона разрушения образца

Полученный результат позволяет говорить о возможности применения специальных, менее консервативных норм ремонтпригодности сварных соединений с горячими трещинами заводского происхождения по центру продольного шва.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зорин, А.Е. Разработка конструкции образца для проведения механических испытаний металла труб / А.Е. Зорин // Территория «НЕФТЕГАЗ».– 2015.– №3.– С. 124-128.

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ МНОГОМЕРНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ (МТТ)

В.К. Тян, СамГТУ, г. Самара

Для управления давлением в трубопроводе необходимо решить две проблемы:

1. Разработать или обосновано выбрать метод из имеющихся теорий синтеза систем управления многомерным линейным объектом (ММО).

2. Разработать математическую модель неустановившегося течения жидкости в трубе в форме, позволяющей эффективно реализовать синтез системы управления многомерным объектом, т. е. в контексте первой проблемы.

Для одномерных линейных объектов (один вход – один выход, SISO) для синтеза системы управления разработано множество методик, которые широко применяются как проектировщиками систем управления одномерными объектами, так и эксплуатационной службой.

Для многомерных линейных объектов управления, описываемых системой линейных дифференциальных уравнений (или моделями в пространстве состояний), синтез многомерной системы управления требует применения сложного математического аппарата. По этой причине задача синтеза систем управления многомерным объектом попала в разряд так называемых «трудных задач» [1].

Одним из выходов из создавшегося положения является редуцирование многомерного объекта к совокупности одномерных объектов посредством диагонализации квадратной передаточной матрицы. Таким образом, стоит задача разработки метода приведения передаточной матрицы объекта управления общего вида к диагональной матрице путем синтеза обратной матрицы, т. е. матричного предкомпенсатора [2,3].

По существу, задача синтеза многомерной системы управления сводится, в контексте редуцирования, к нахождению обратного оператора, описывающего объект, который не существует, что строго доказано Адамаром.

Таким образом, возникла (по Адамару) непреодолимая ситуация при решении проблемы 1. Не случайно задача управления давлением в нескольких точках МТТ при транспортировке жидких углеводородов относится к классу так называемых «трудных задач».

Рассмотрим решение первой проблемы.

Таким образом, идея состоит в редуцировании многомерного объекта управления к совокупности одномерных объектов. Для этого необходимо диагонализировать передаточную матрицу многомерного объекта управления путем синтеза матричного предкомпенсатора.

Для безынерционного многомерного объекта управления для компенсации перекрестных связей достаточно синтезировать обратную матрицу по известным алгоритмам. Однако для синтеза систем управления линейными многомерными

объектами, описываемыми дифференциальными уравнениями первого рода вольтеррова типа, в математике отсутствуют алгоритмы построения матриц, обратных функциональной передаточной матрице.

Более того, как доказано Адамаром, оператор, связывающий вход и выход объекта управления, не имеет обратного оператора и, следовательно, передаточная матрица линейного многомерного объекта управления не приводится к диагональному виду. Строго говоря, многомерный объект управления не редуцируется к совокупности одномерных объектов.

Предлагается метод синтеза квазиобратного оператора, имеющего периодическую структуру, сходящуюся к обратному оператору, позволяющему (с некоторой точностью) диагонализировать передаточную матрицу многомерного объекта управления.

Таким образом, многомерный объект управления может быть редуцирован к совокупности одномерных объектом управления (MIMO – SISO).

Полученные результаты математического моделирования с использованием пакета MATLAB подтверждают работоспособность предлагаемого метода, позволяющего решать обратные задачи динамики многомерных линейных системах автоматического управления, в том числе управлением давлением МТТ в заданных точках.

Рассмотрим алгоритм решения проблемы 2 (разработка математической модели неустановившегося течения жидкости) [4].

На основании известного математического описания неустановившегося течения жидкости в форме системы дифференциальных уравнений в частных производных и методики их численного решения с использованием разностных уравнений планируется сформировать математические модели неустановившегося течения в трубе в виде дискретных передаточных матриц, удобных для синтеза многомерной системы управления давлением течения жидкости предлагаемым методом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Поляк В.Т., Щербаков П.С. Трудные задачи линейной теории управления. Некоторые подходы к решению. // Автоматика и телемеханика, 2005, №5, с. 7-46.
2. Тянь В.К. Редукция процедуры синтеза многомерных линейных систем управления к синтезу одномерных с типовым объектом// Мехатроника, автоматизация, управление//. 2008, №4(85). С. 2-7.
3. Тянь В.К. Теория периодических структур в некорректных задачах синтеза инвариантных и автономных систем управления // Вест. Самар. гос. техн. ун-та. Сер. Технические науки. 2006. Вып. 41. С. 47-54.
4. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа.- М.: Издательство «НЕФТЬ И ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.- 335 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОБОЖДЕНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРЕДВИЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Р.Р. Уликанов

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Одним из направлений обеспечивающих надежную эксплуатацию магистральных трубопроводов (МТ) является своевременный ремонт выявленных по результатам диагностики дефектов стенки трубопровода. Наиболее опасные дефекты устраняются путем замены дефектного участка МТ на бездефектный. Для выполнения таких ремонтных работ предварительно требуется освободить участок МТ от нефти или нефтепродукта. В настоящее время разработаны и используются различные схемы приема и освобождения МТ от перекачиваемого продукта.

Освобождение участка МТ организуют по следующим схемам приема нефти/нефтепродуктов: в резервуары нефтеперекачивающей станции (НПС), в параллельный МТ, в мобильные емкости для хранения нефти/нефтепродуктов, в т. ч. автоцистерны.

В зависимости от схем и применяемого оборудования освобождение МТ от нефти/нефтепродуктов выполняют: самотеком, откачкой насосами промежуточной НПС, откачкой передвижными насосными установками (ПНУ), с подачей инертной газовой смеси (ИГС) и вытеснением нефти/нефтепродукта поршнем-разделителем (ПРВ), с применением мобильных агрегатов конденсата нефти (АКН). Выбор схемы освобождения МТ определяется по технической возможности его реализации и экономической эффективности, направление оптимизации существующих решений - это сокращение продолжительности выполнения операции и снижение материальных затрат.

В работе предоставлено техническое описание схемы освобождения МТ без применения ПНУ, достигаемый результат - сокращение времени на производство ремонтных работ.

Суть предлагаемой схемы освобождения: на рисунке 1 изображен рельефный магистральный трубопровод на первом этапе, до технологической остановки МТ, мобильная компрессорная азотная установка (МКАУ) закачивает азот, например через камеру пуска средств очистки и диагностики (КП СОД), который мигрирует по потоку и скапливается в верхних точках трассы МТ. На втором этапе МКАУ останавливают, запасовывают ПРВ в КП СОД и производят его пуск. В процессе движения ПРВ аккумулирует перед собой весь ранее закаченный азот. На третьем этапе, при подходе ПРВ к ремонтному участку производят остановку МТ и сброс давления, в результате чего закаченный азот занимает еще больше объема трубопровода, после чего на

четвертом этапе производят отсечение ремонтируемого участка МТ линейной задвижкой (ЛЗ).

Таким образом, благодаря предварительно закаченному азоту время на опорожнение участка МТ сокращено, за счет того, что необходимый к откачке объем жидкости замещен ранее закаченным азотом.

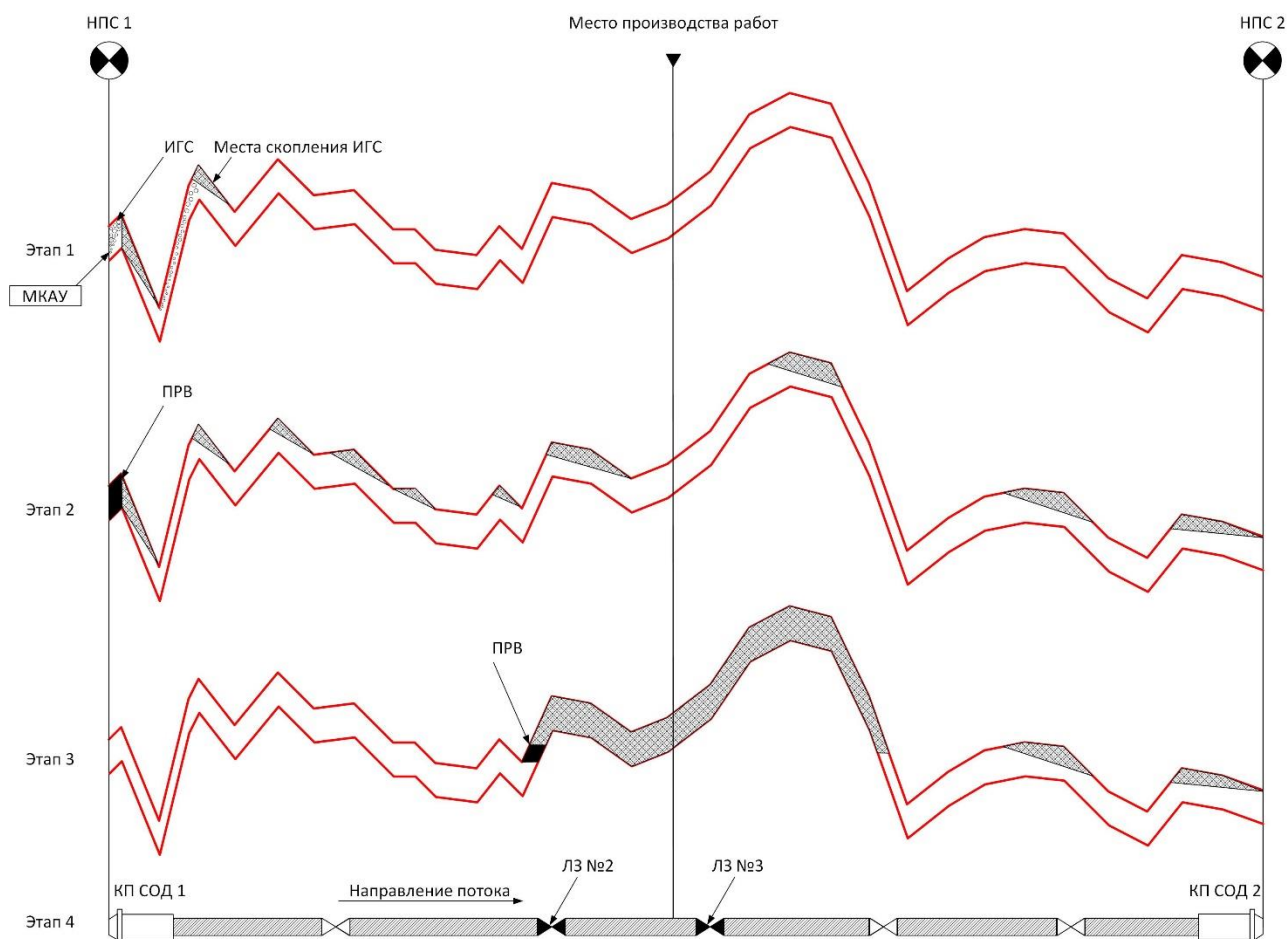


Рисунок 1 – Схема освобождения участка МТ рельефного трубопровода

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шамсутдинов И.Р., Гареев М.М., Уликанов Р.Р. Расчет объемов и времени освобождения от нефти участков магистральных нефтепроводов передвижными насосными установками // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 2. С. 24-28.
2. Уликанов Р.Р. Устройство для перекрытия трубопровода. Патент на изобретение RU 2395748 С2, 27.07.2010. Заявка № 2006108424/06 от 17.03.2006.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ БПЛА ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПЛОЩАДОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

Р.Р. Уликанов, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Г. Ф. Низамова, Р. Ф. Аминева,

Уфимский университет науки и технологии, г. Уфа

ПАО «Транснефть» является крупнейшей в мире нефтепроводной компанией, которая располагает обширной сетью магистральных трубопроводов, включающей более 500 перекачивающих станций имеющих суммарный объем емкостей для хранения нефтепродуктов 24,5 млн. м³, расположенных по всей территории России [1]. Учитывая текущие внешнеполитические угрозы для РФ, стоит задача защиты критически важных для энергетики страны объектов, от угрозы атаки беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) [2].

Целью работы является — разработка прототипа блока машинного зрения автоматизированной системы нейтрализации БПЛА для защиты площадочных объектов ПАО «Транснефть».

Эффективная защита от угроз атак БПЛА требует комплексного подхода, включающего следующие этапы:

- 1) обнаружение и идентификация БПЛА;
- 2) наведение орудия на движущийся БПЛА;
- 3) нейтрализация БПЛА.

Существующие методы:

- обнаружение и идентификация БПЛА: радиолокационный, радиоперехват, акустический, тепловой, оптический [3];
- наведения орудия: обученный персонал;
- нейтрализации БПЛА: акустический, информационно-программное воздействие (перехват, спуффинг, ddos-атаки), микроволновое воздействие (электромагнитное воздействие), оптоэлектронное воздействие (лазерное воздействие), механическое воздействие (ловля специальными сетями, огневое и кинетическое воздействие).

Таким образом, задачи по обнаружению и нейтрализации БПЛА имеют множество известных решений, для создания автоматизированной системы требуется исключить/заменить участие человека.

В качестве основы решения данной задачи предлагается использовать оптический метод обнаружения БПЛА с дальнейшим составлением и прогнозированием траектории движения, в качестве орудия уничтожения предлагается использовать лазер, так как он имеет возможность мгновенной нейтрализации БПЛА с высокой точностью [4].

В рамках выполнения данной работы разработан алгоритм компьютерного зрения, основанный на использовании видеоизображения с нескольких камер видеонаблюдения. По полученному видеоизображению определяется наличие в поле зрения БПЛА, производится расчет координат его местоположения.

По нескольким координатам положения БПЛА, используя метод линейной экстраполяции определяется траектория его движения, по которой наводится оружие для ликвидации БПЛА.

Таким образом, предложено решение по созданию прототипа блока машинного зрения автоматизированной системы нейтрализации БПЛА для защиты площадочных объектов ПАО «Транснефть».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ПАО Транснефть. URL: <https://www.transneft.ru/about/> (дата обращения: 10.06.2025).
2. Аниськов, Р. В. К вопросу борьбы с незаконным использованием беспилотных летательных аппаратов коммерческого типа / Р. В. Аниськов, Е. В. Архипова, А. А. Гордеев, А. Н. Пугачев // Вопросы оборонной техники. Серия 16: Технические средства противодействия терроризму. — 2017. — № 9-10 (111-112). — С. 71-75.
3. Н. П. Красненко, А. Я. Богушевич, С.А. Кураков, А.С. Раков, И. А. Рыбаков. Обнаружение беспилотных летательных аппаратов: существующие решения и возможности // Всероссийские открытые Арmandовские чтения: Современные проблемы дистанционного зондирования, радиолокации, распространения и дифракции волн, Муром 2024. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obnaruzhenie-bespilotnyh-letatelnyh-apparatov-suschestvuyuschie-resheniya-i-vozmozhnosti/viewer> (дата обращения: 10.06.2025).
4. Шайдаев М. Ш. Лазерные системы для борьбы с беспилотными летательными аппаратами: преимущества и недостатки // Академическая мысль, 2023. — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/lazernye-sistemy-dlya-borby-s-bespilotnymi-letatelnyimi-apparatami-preimuschestva-i-nedostatki/viewer> (дата обращения: 20.06.2025).

ВЛИЯНИЕ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ УСТАНОВОК КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ СТАБИЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА

А.В. Черезов, АО «Транснефть-Урал», г. Уфа

Обеспечение надежной противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов представляет собой важнейшую задачу для устойчивой работы объектов топливно-энергетического комплекса. Одним из основных способов такой защиты является катодная поляризация металла. Однако ее эффективность может значительно снижаться под воздействием различных внешних факторов, среди которых особое место занимают постоянные блуждающие токи (ПБТ). Актуальность данного исследования обусловлена необходимостью анализа скрытых рисков, связанных с работой установок катодной защиты (УКЗ) в автоматическом режиме стабилизации потенциала. Целью работы является выявление фундаментальных недостатков существующих систем защиты и обоснование необходимости перехода к более эффективным методам контроля.

Наличие блуждающих токов, даже с небольшой амплитудой в пределах 40–100 мВ, представляет серьезную угрозу для защищенности магистральных трубопроводов. Одно из негативных воздействий проявляется в периодическом смещении потенциала в случае размещения УКЗ в “катодной зоне” ПБТ. Ключевая проблема заключается в принципе работы автоматической системы, стабилизирующей потенциал лишь в одной точке – месте установки электрода сравнения.

Когда блуждающие токи вызывают увеличение потенциала в этой контрольной точке, автоматика воспринимает это как достижение целевого значения защитного потенциала в уставках. В результате УКЗ снижает выходной ток или полностью отключается. Важно подчеркнуть, что это отключение носит глобальный характер, распространяясь на всю зону защиты установки, в то время как реальное состояние трубопровода на разных его участках остается неизвестным системе.

На практике магистральные трубопроводы неизбежно имеют участки с ослабленной изоляцией в процессе старения, дефектами защитного покрытия и зоны с повышенной агрессивностью грунта, которые требуют постоянного поддержания защитного потенциала. Циклическое прекращение катодной поляризации приводит к тому, что эти наиболее уязвимые участки на длительное время остаются без необходимой защиты, переходя в активное коррозионное состояние. Особую сложность представляют участки с нестабильными

условиями, где скорость коррозии сильно зависит от влажности грунта и других изменяющихся факторов.

Проведенное исследование демонстрирует, что классическая автоматическая система, стабилизирующая потенциал в одной точке, обладает системной уязвимостью в условиях воздействия блуждающих токов. Ее применение без дополнительных мер контроля создает иллюзию защищенности, маскируя опасные процессы локальной коррозии на наиболее уязвимых участках трубопровода.

Для обеспечения надежной защиты объектов в условиях влияния блуждающих токов необходимо отказаться от принципа точечного контроля потенциала. Альтернативным и более эффективным направлением является перевод установок катодной защиты в автоматический режим по току, при котором осуществляется поддержание постоянного значения защитного тока, независимо от колебаний потенциала, вызванных блуждающими токами. Это позволит гарантировать непрерывность катодной поляризации и поддержание защитного состояния всей зоны защиты УКЗ в целом, исключая риск периодического прекращения защиты на уязвимых участках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Требования к защите от коррозии.
2. ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
3. Диагностика защищенности подземных трубопроводов от электрохимической коррозии. И.Г. Блинов, А.В. Старочкин, О.Р. Латыпов, А.В. Валюшок, Я.Д. Ивашов, К.Ю. Фадеев, Уфа, Монография 2020 г.

НЕПРЕРЫВНЫЙ СУТОЧНЫЙ МОНИТОРИНГ КАК ЕДИНСТВЕННЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ОПАСНОГО ВЛИЯНИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

А.В. Черезов, АО «Транснефть-Урал», г. Уфа

Постоянные блуждающие токи (ПБТ) являются одним из наиболее агрессивных и опасных коррозионных факторов для магистральных трубопроводов. В отличие от почвенной коррозии, носящей относительно равномерный и медленный характер, коррозия под воздействием ПБТ носит скоростной и локальный характер. Токи, стекая с трубопровода в землю в областях анодных зон, вызывают интенсивное растворение металла, что в кратчайшие сроки может привести к образованию свищей и разгерметизации трубопровода.



Рисунок 1 – Внешние дефекты стенки трубы образованные в следствии опасного влияния постоянных блуждающих токов

В условиях роста нагрузок на железнодорожную транспортную сеть, проблема влияния ПБТ становится как никогда актуальной.

Главная особенность ПБТ - их крайне динамичный и нестационарный характер. Интенсивность и направление ПБТ напрямую зависят от режима работы источников (электрифицированных железных дорог): веса состава,

графика движения, профиля пути (движение «в гору» или «под гору»), режима работы тяговых подстанций (ТП). Это приводит к тому, что потенциал трубопровода может хаотично колебаться с огромной амплитудой – от глубоко катодных значений (до $-3...-10$ В) до резко анодных (до $-0,7...+5$ В и более) – в течение короткого промежутка времени.

Проведение мгновенных или 10-минутных измерений в таких условиях абсолютно некорректно и опасно.

Фиксация значений в случайный момент времени может привести к:

- ложным положительным результатам: фиксация нормального катодного значения в момент, когда защита работает, и пропуск анодного пика, который возникнет через 5 минут после измерений;
- ложным отрицательным результатам: фиксация анодного выброса и вывод о неработоспособности средств защиты, без учета того, что большую часть суток потенциал находится в норме.

Оба сценария неприемлемы: первый – ведет к недооценке риска и аварии; второй – к ошибочным режимам работы средств электрохимической защиты (ЭХЗ) или необоснованным финансовым затратам на модернизацию.

Требование к непрерывности защиты закреплено в п. 5.1 ГОСТ Р 511.64-98. Однако ключевым документом, напрямую диктующим необходимость именно суточного контроля, является ГОСТ 9.602. Пункт 8.2.2 данного стандарта гласит: «Допускается кратковременное анодное смещение потенциала сооружения... суммарной продолжительностью не более 4 минут в сутки» [2].

Это требование является критически важным. Оно означает, что:

- Оценка защиты – это оценка во времени. Необходимо фиксировать не просто факт анодного смещения, а его совокупную продолжительность за 24 часа.
- Кратковременные измерения физически не могут подтвердить или опровергнуть соблюдение этого нормативного требования. Только непрерывная регистрация потенциала в течение полных суток позволяет просуммировать все моменты, когда трубопровод находился в анодном состоянии, и оценить время нахождения в нормативном или ненормативном состоянии.

Таким образом, суточные измерения – это не рекомендация, а прямое требование государственного стандарта для зон влияния блуждающих токов.

Методика противодействия – организация синхронных суточных измерений.

Для адекватной оценки опасности, а также настройки оптимальных режимов работы средств ЭХЗ необходимо отказаться от точечной диагностики и диагностики каждого трубопровода в отдельности и перейти к системному мониторингу всех коммуникаций технического коридора на обследуемом участке в целом.

Практический алгоритм:

1. Синхронная установка регистраторов и измерения на КИП всех трубопроводов обследуемого участка (в зоне действия одной ТП), в точках дренажа средств ЭХЗ, на установках дренажной защиты (УДЗ) с фиксацией тока

в цепи УДЗ, на пересечениях с ж.д. и сторонними коммуникациями, а также в характерных точках.

2. Непрерывная запись данных в течение минимум 24 часов для охвата всех режимов работы источника ПБТ.

3. Совместный анализ временных рядов всех точек и установок, направленный на:

- Выявление анодных зон и картирование их перемещения по трассе;
- Точный замер суммарной продолжительности анодных смещений для каждого участка;
- Анализ взаимного влияния смежных трубопроводов и эффективности работы систем катодной и дренажной защиты;
- Определение эффективности и работоспособности системы электродренажной и катодной защиты.

Блуждающие токи – это фактор, требующий детального, а не эпизодического контроля. Мгновенные измерения в зоне их действия не только не информативны, но и создают прямую угрозу, маскируя реальные коррозионные риски и порождая ложное чувство безопасности.

Непрерывные суточные измерения защитных потенциалов являются не просто предпочтительным методом, а единственно корректным и нормативно обязательным инструментом для:

- Реальной оценки опасности коррозионного разрушения;
- Объективной настройки систем электрохимической защиты;
- Строгого выполнения требований НД [2];
- Предотвращения аварий на объектах магистральной инфраструктуры.

Отказ от устаревшей практики разовых измерений и внедрение метода детального суточного мониторинга на всех коммуникациях технического коридора – это насущная необходимость для обеспечения промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Требования к защите от коррозии.
2. ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
3. Диагностика защищенности подземных трубопроводов от электрохимической коррозии. И.Г. Блинов, А.В. Старочкин, О.Р. Латыпов, А.В. Валюшок, Я.Д. Ивашов, К.Ю. Фадеев, Уфа, Монография 2020 г.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ БИОПЛЕНКИ ПОЧВЕННОЙ МИКОБИОТЫ ЭКОСИСТЕМЫ НЕФТЕПРОВОДА

М.Г. Чеснокова^{1,2}, В.В. Шалай¹, Ю.А. Краус¹

1 Омский государственный технический университет, г. Омск

2 Омский государственный медицинский университет Минздрава, г. Омск

Подземные металлические трубопроводы являются одной из самых капиталоемких отраслей экономики. Значительное влияние на условия эксплуатации и срок службы подземных металлических сооружений оказывают коррозионная и биокоррозионная агрессивность окружающей среды [1,2]. Воздействие коррозионного фактора способствует сокращению срока службы стальных подземных сооружений и приводит к необходимости преждевременной перекладки неустаревших трубопроводов [3].

На почвенную коррозию металлов большое влияние оказывают микроорганизмы, присутствующие в почве. Почвенная коррозия металлических сооружений, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, называется биологической коррозией. Продукты микробной жизнедеятельности среды почвогрунта способны усиливать процесс коррозии. Воздействие микроорганизмов на металлы происходит при выделении агрессивных метаболитов, минеральных и органических кислот и оснований, микробных ферментов, обуславливающих развитие коррозионного процесса металла в сочетании с классическим электрохимическим процессом. При этом процессе происходит первоначальный процесс микробной адгезии на поверхности металла с дальнейшим развитием колонизации и формированием микробной биопленки [4]. Вместе с тем, при проведении оценки биокоррозионной активности почвогрунта подземного трубопровода следует учитывать помимо выраженного фактора микробиоты почвенной экосистемы и микологический фактор, определяющий выявление доминирующих представителей микромицетов почвогрунта нефтепровода [5].

Цель – провести анализ морфологической характеристики биопленки почвенной микробиоты экосистемы нефтепровода при экспериментальном изучении с применением сканирующей электронной микроскопии.

Материалы и методы исследований. Для изучения биокоррозионной активности почвогрунта подземного трубопровода определяли количественное содержание тионовых и сульфатредуцирующих бактерий, общую концентрацию серы, железа, величину удельного электросопротивления почвогрунта подземного трубопровода. Микологическое исследование проводили на плотной питательной среде Чапека. Развитие биопленки

микромицетов на поверхности образца стали изучали с использованием сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) с применением растрового электронного микроскопа JEOL JCM-5700 с энергодисперсионным спектрометром для качественного и количественного элементного анализа.

Результаты исследований. При оценке биокоррозионной активности почвогрунта установлено отсутствие весьма агрессивных проб почвогрунта. Агрессивные пробы определяли в 5,73% случаев, умеренно-агрессивные - в 35,67%, слабоагрессивные - 41,4% и потенциально агрессивные - 17,2% случаев, при критерии биокоррозионной активности грунта, соответственно, $8,1 \pm 0,12$, $5,34 \pm 0,3$, $3,25 \pm 0,21$, $1,37 \pm 0,5$. При проведении микологического исследования регистрировали микромицеты, принадлежащие к родам *Penicillium* и *Aspergillus* в концентрации, соответственно, $4,32 \times 10^4$ КОЕ и $3,16 \times 10^4$ КОЕ в 1 грамме почвы. Экспериментальное изучение биопленки микромицетов рода *Penicillium* на поверхности образца стали с проведением сканирующей электронной микроскопии позволило установить многоярусный характер формирования грибной биопленки, имеющей плотные прерывистые слои различной высоты (рисунок 1).

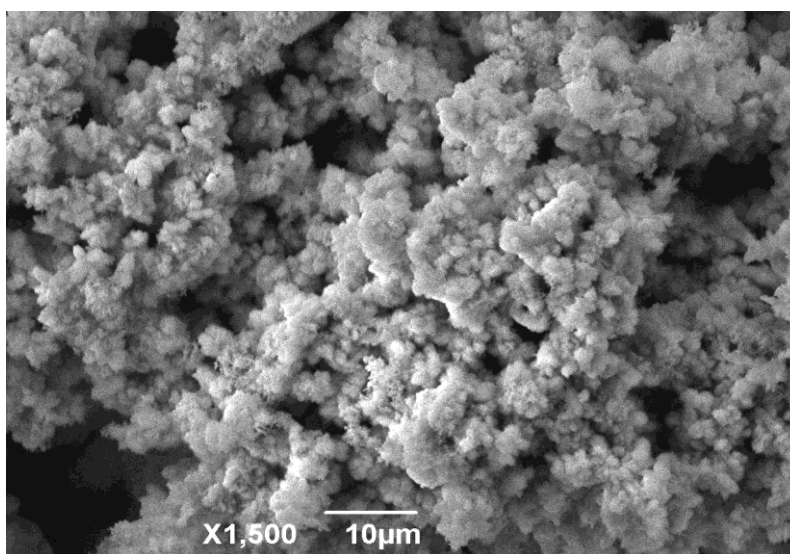


Рисунок 1 – Микрофотография биопленки микромицетов на поверхности опытного образца стали

Регистрировали сформированную мощную и развитую поверхность биопленки гриба и микротрещины на участках поверхности образцов. Отмечали различные по величине впадины и возвышения биопленки микромицета.

Выводы. Проведенные исследования показывают необходимость осуществления мониторинга анализа биокоррозионной активности почвогрунта почвенной экосистемы с учетом изучения качественных и количественных критериев микро- и микобиоты и проведения микологического изучения почвогрунтов нефтепровода при оценке биокоррозионной агрессивности. Применение сканирующей электронной микроскопии позволяет получить

изображения биоплёнки микромицетов на поверхности образцов стали и оценить её морфологические особенности. Полученные результаты комплексных исследований представляют несомненную научную и практическую ценность в аспекте изучения развития коррозии подземных трубопроводов и разработки превентивных мероприятий по её предупреждению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Булчаев Н. Д., Позднякова Н. Н., Стрелковская А. В. Количественное определение бактериального заражения объектов добычи нефти и газа //Газовая промышленность. – 2017. – № 6(753). – С. 52-57.
2. Авалбаев Г.А., Қодиров Ш.М., Мусаева А. Прогнозирование аварий и отработка нефтегазосборных трубопроводов, пораженных коррозией //The Scientific Heritage. 2023. № 108 (108). С. 69-71.
3. Чеснокова М.Г., Шалай В.В., Краус Ю.А., Миронов А.Ю. Биокоррозионная активность почвогрунта на трассах нефтепровода Краснодарского края //Нефтяное хозяйство. – 2016. – №5. – С. 102-105.
4. Chesnokova M.G., Shalay V.V., Kriga A.S. Biocorrosive activity analysis of the oil pipeline soil in the Khanty-Mansiysk autonomous region of Ugra and the Krasnodar territory of the Russian Federation // Aip conference proceedings. – 2017. – P. 020019.
5. Chesnokova M.G., Shalay V.V., Kraus Yu.A., Panin Yu.N. Analysis of corrosion- active myco- and microbiota and physico-chemical factors of biocorrosion development on oil pipeline routes // AIP Conference Proceedings. Oil and Gas Engineering. – 2021. – P. 060002.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Е.Ю. Чуева, РУДН им. Патриса Лумумбы, г. Москва

Освоение арктических нефтегазовых месторождений имеет стратегическое значение для энергетической безопасности России, а магистральные нефтепроводы остаются основным способом транспортировки углеводородов [1]. При этом традиционные методы прокладки — как надземная, так и подземная — демонстрируют системную ограниченность в условиях вечной мерзлоты. Наземные опоры теряют устойчивость из-за локального протаивания основания, а подземные трассы провоцируют формирование таликов, вызывающих неравномерные просадки и выпоры труб. Эти проблемы особенно выражены в регионах с прерывистым распространением ММП, где льдистость грунтов многократно усиливает риски деформаций.

Особую значимость приобретает переход от реактивной модели «ликвидации последствий» к проактивной стратегии упреждающего управления рисками. Без долгосрочного прогнозирования взаимодействия системы «труба–грунт–атмосфера» невозможно обеспечить бесперебойную работу трубопроводов в условиях изменяющегося климата. Математическое моделирование и комплексный мониторинг позволяют выявлять критические точки деградации мёрзлых грунтов до возникновения аварийных ситуаций, что существенно снижает потенциальные убытки.

Основная проблема кроется в противоречии между тепловыделением перекачиваемой нефти и необходимостью сохранять мёрзлое состояние грунтов для их несущей способности. Традиционные методы прокладки трубопроводов в условиях вечной мерзлоты несовершенны: надземная чревата потерей устойчивости опор из-за протаивания основания [2], подземная — образованием таликов и неравномерными просадками трубы.

Для долговременной стабильности системы требуется комплексная стратегия активного управления тепловым режимом. Оптимальное решение складывается из трёх направлений:

1. Конструктивные меры – термостабилизация грунтов с помощью теплообменных устройств, теплоизоляции и грамотного выбора способа прокладки. [2, 3]
2. Системный мониторинг – контроль деформаций и температурного режима грунтов посредством датчиков, температурных скважин и дистанционного зондирования.
3. Математическое моделирование – прогнозирование поведения системы «трубопровод-грунт-атмосфера» при разных сценариях эксплуатации и климата.

Совместное применение этих подходов обеспечивает устойчивую работу трубопроводов в мерзлотных условиях.

В ходе исследования проанализирована эксплуатация участка магистрального нефтепровода в Центральной Якутии, где ММП распространены прерывисто и отличаются высокой льдистостью. При оценке рисков учитывались реологические свойства грунтов (мёрзлых и талых), температурный

режим перекачиваемой нефти, а также сезонные колебания температуры воздуха и снежного покрова.

Работа проводилась в два этапа: сначала на основе пятилетних мониторинговых данных были верифицированы граничные условия и параметры модели, затем выполнен 25-летний прогноз по двум климатическим сценариям.

Результаты показали, что подземная прокладка в льдистых грунтах даже с теплоизоляцией приводит к формированию сквозного талика к десятому году эксплуатации — с просадками до 120 мм. Надземные участки на свайных опорах оказались устойчивее, однако в зонах с тёплыми ММП (температура выше -1°C) фиксируется протаивание под опорами со скоростью до 20 мм в год.

Для минимизации рисков предложены следующие решения: на высокорисковых подземных участках — монтаж активной системы охлаждения с вертикальными термостабилизаторами по обе стороны от трубы, что позволяет сохранить мёрзлое состояние грунта и ограничить просадки 10 мм; на надземных участках в зонах тёплых ММП — углубление свай и установка сезонно действующих термостабилизаторов для усиленного отвода тепла в зимний период.

Экономическая целесообразность предложенных мер обоснована путём сопоставления затрат на их реализацию с потенциальными убытками от аварийных остановок трубопровода и экологического ущерба. Это позволяет утверждать, что переход от реактивной модели «ликвидации последствий» к проактивной стратегии «упреждающего управления рисками» не только повышает надёжность эксплуатации нефтепроводов в криолитозоне, но и является экономически оправданным.

Таким образом, обеспечение долговременной стабильности магистральных нефтепроводов в условиях вечной мерзлоты возможно лишь при системной интеграции современных технологий — от конструктивных решений и термостабилизации грунтов до прогнозного моделирования и мониторинга. Такой комплексный подход создаёт основу для безопасной и эффективной эксплуатации трубопроводной инфраструктуры в арктических регионах на всём протяжении её жизненного цикла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Основные риски освоения природных ресурсов российской Арктики / М. М. Бердник, Н. А. Мирсамиев, И. Л. Капитонова, П. А. Шагизиганова // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 7(151). – С. 46-49. – EDN DZYKGY.
2. Балочные переходы. Методы расчета и реконструкции на стадии эксплуатации трубопровода : учебное пособие / А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло, Н. С. Вишневская, М. М. Бердник. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2013. – 111 с. – ISBN 978-5-88179-784-3. – EDN RVYGWT.
3. Работинская, Т. И. Расчетное моделирование сезонного изменения температурных полей в мерзлом грунте, окружающем теплоизолированный газопровод / Т. И. Работинская, И. В. Шишкин, А. С. Кузьбожев // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 139-142. – EDN GCZFNY.

**ОБУЧАЮЩИЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ
НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД»**

Р.Г. Шарафиев¹, В. Н. Филиппов¹, В. Б. Барахнина¹, Д.А. Фаттахов²

¹УГНТУ, г. Уфа

*²Казанский национальный исследовательский технологический университет,
г. Казань*

Высокий уровень аварийности и производственного травматизма в нефтегазовой отрасли обусловлен низкой эффективностью существующей системы образования и обучения специалистов по промышленной безопасности и охране окружающей среды (ОС), а также низким уровнем контроля в сфере охраны труда, защиты ОС и ликвидации аварий [1].

В ФГБОУ ВО УГНТУ проводится подготовка специалистов по направлению «Техносферная безопасность». В рамках изучения ряда дисциплин («Экология», «Прикладная экология», «Безопасность жизнедеятельности» и др.) проводится практическая работа, при расчете которой используется методика «Определение ущерба ОС от несанкционированной врезки в нефтепровод» [2]. Для более полного усвоения студентами (слушателями) дисциплин направления «Техносферная безопасность» и получения ими навыков анализа инженерных задач используется проектный подход, кейс-обучение и использование возможностей виртуальной обучающей среды [3].

Целью исследовательской работы явилась реализация механизма объективного оценивания знаний обучающихся в области расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопроводы (НП) с помощью нового специализированного программного обеспечения.

Для достижения поставленной цели должны быть реализованы следующие функционалы:

- визуализации образовательных процессов;
- решения тестовых и практических задач;
- актуализации преподавателем методических материалов и практических задач и др.

Созданное программное средство (ПС) представляет собой обучающую платформу для студентов и преподавателей, разработанную на основе методики расчета ущерба от несанкционированной врезки в нефтепродуктопровод [4] и методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах [5].

Это десктопное приложение, занимающее 200 МБ на персональном компьютере, не требует установки или подключения к Интернету. Разработанное ПС позволяет определить социально-экономический ущерб от несанкционированной врезки в магистральный нефтепровод по двум вариантам: неквалифицированная одноразовая врезка и самовольное подключение к НП.

Эколого-экономический ущерб от криминальной врезки складывается из следующих основных статей:

- стоимости расходных материалов, затрачиваемых на ликвидацию последствий для ОС и восстановление работоспособности трубопровода;
- оплаты работ инженерно-технического персонала по ликвидации последствий криминальных врезок, начислений на заработную плату и накладных расходов;
- скрытого ущерба от снижения несущей способности трубопровода за счет криминальных сверлений;
- платы в бюджет за загрязнение окружающей природной среды.

С применением данного специализированного приложения студенты смогут подкрепить свои теоретические знания о последствиях разливов нефти практическими знаниями, научатся анализировать данные по аварийным утечкам нефтепродуктов и принимать решения по их ликвидации.

В результате усовершенствования практической работы путем автоматизации определения степени загрязнения ОС при аварийных разливах нефтепродуктов студенты получают возможность приобретения таких профессиональных компетенций, как использование компьютерных средств в научно-исследовательской работе, планирование экспериментальных исследований, получение, обработка и анализ экспериментальных данных. Новое ПС позволит студентам лучше понять предложенный материал, научиться анализировать и делать соответствующие прогнозы. Разработанное ПС позволяет повысить профессиональные навыки выпускников направления «Техносферная безопасность».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Киреев И.Р., Барахнина В.Б. Сравнительный анализ источников и причин нефтяного загрязнения водоемов в нефтегазоносном регионе на примере Республики Башкортостан // Экологический вестник России. 2013. № 10. С. 22-26.
2. Программные модули для расчета аварийных потерь нефти и нефтепродуктов / К.А. Саитова, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, Я.А. Коннов // Информационные технологии. Проблемы и решения. 2021. № 1 (14). С. 29-35.
3. Разработка программного средства для определения степени загрязнения почвы при авариях на нефтепроводах / Р.А. Ибрагимова, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, Г.Н. Жолобова, Р.А. Гильманшин, Ф.Н. Мингалеев // Материалы 19 Международной научно-технической конференции «Проблемы строительного комплекса России». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. С. 463-464.
4. Саитова К.А., Барахнина В.Б., Коннов Я.А. Дифференцирование проблем обеспечения экологической безопасности на магистральном трубопроводе // Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки и техники». 2021. С. 66-68.
5. Янтирякова А.Р., Барахнина В.Б., Сайфуллина А.Ш. Анализ возможных сценариев возникновения и развития аварий на морских участках нефтепроводов // Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт - 2016». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. С. 329-331.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ МОНИТОРИНГ КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ДИНАМИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ И НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙ

А.А. Шарков

ООО «РУСГЕОТЕХ», г. Москва

Сегодня в арктических регионах Российской Федерации реализуются самые различные по своим масштабам проекты по разведке и добыче полезных ископаемых, строительству, реконструкции и эксплуатации инфраструктуры.

Под влиянием хозяйственной деятельности происходит деградация мерзлоты, что создает предпосылки для возникновения чрезвычайных ситуаций, способных нанести ущерб инфраструктуре, экологии и человеку.

Чтобы понимать, в каком состоянии находятся многолетнемерзлые грунты под фундаментами и выдерживают ли они нагрузку от зданий и сооружений, необходимо изучать мерзлоту и постоянно следить за ее состоянием. А для того, чтобы мониторинг был эффективным, он должен быть постоянным.

Требования действующей нормативной документации не обеспечивают получение достаточного количества данных о мерзлоте для качественного прогнозирования и выполнения расчетов, поскольку регламентированная периодичность измерений температуры мерзлоты на протяжении всего срока эксплуатации здания или сооружения – лишь 1 раз в полгода, и все измерения выполняются, в основном, «вручную».

Сегодня научное и инженерное сообщества интересуют возможности нейросетей для прогнозирования динамики температуры многолетнемерзлых грунтов. Однако нормативная периодичность мониторинга не обеспечит накопление этих данных, поскольку для качественного обучения нейросети нужны временные ряды, т.е. сотни и тысячи данных.

Очевидно, что «вручную» проводить измерения температуры грунтов с регулярной периодичностью будет крайне дорого, поэтому здесь на помощь приходит автоматизация мониторинга.

ООО «РУСГЕОТЕХ» является российским производителем аппаратно-программных комплексов для автоматизированного мониторинга температуры грунтов оснований.

Аппаратно-программные комплексы ООО «РУСГЕОТЕХ» состоят из контрольно-измерительной аппаратуры (термометрические косы, логгеры, инфраструктура связи) и программного обеспечения для автоматизированного сбора, накопления и визуализации данных, моделирования и предсказания динамики температуры грунтов с помощью нейросети (рисунок 1).



Рисунок 1 – Интерфейс программного комплекса SmartGTM

Все данные, хранящиеся в платформе SmartGTM, надежно защищены технологией блокчейн от любых неправомерных действий – редактирование, удаление, подмена данных. Это гарантирует, что для построения прогнозных моделей нейросеть использует только достоверные данные. С помощью платформы

SmartGTM можно выполнять расчеты несущей способности по боковой поверхности и торцу сваи. Прогноз динамики несущей способности выполняется на основе нейросетевой модели прогнозирования динамики температуры грунтов.

В качестве вывода отметим, что автоматизация мониторинга температуры многолетнемерзлых грунтов в первую очередь необходима для накопления массива температурных данных, которые будут основой для создания нейросетевых моделей прогнозирования динамики температуры и выполнения расчетов несущей способности свай. При этом безусловно автоматизация температурного мониторинга повысит и качество наблюдений, и, как следствие, обеспечит устойчивость, сохранность и безопасность арктической инфраструктуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 25.13330.2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Стандартиформ, 2021.
2. СП 497.1325800.2020 Основания и фундаменты зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах. Правила эксплуатации. Стандартиформ, 2021.
3. Брушков А.В. Принципы организации государственного мониторинга вечной мерзлоты // Сборник докладов шестой конференции геокриологов России «Мониторинг в криолитозоне», Москва, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, 2022. с. 5-11.

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

А.А. Шевнин

БФУ им. И. Канта, г. Калининград

Проблемы обеспечения надежности объектов трубопроводного транспорта формируются под воздействием комплекса взаимосвязанных факторов. К внутренним факторам относятся деградация материала трубы, а также старение и отказы оборудования. К внешним факторам относят механические повреждения третьими лицами, геодинамические процессы и криогенные воздействия. До настоящего времени в нашей стране в связи с протяженностью трасс, разнородностью условий прокладки и значительным физическим износом фондов не реализовано создание единой эффективной системы управления надежностью.

В Российской Федерации основную нормативную базу для обслуживания и выявления дефектов объектов трубопроводного транспорта в нефтегазовом комплексе составляют следующие стандарты: ГОСТ Р 55989 - 2014 «Системы трубопроводные. Требования к эксплуатационной надежности» и ГОСТ 32388 - 2013 «Трубопроводы технологические. Правила диагностирования». Отметим, что в связи с постоянным развитием методов неразрушающего контроля и появлением новых материалов, нормативная база зачастую отстает от практических нужд, оставляя за рамками детальные регламенты для современных технологий диагностики, таких как ультразвуковая фазированная решетка или методы на основе искусственного интеллекта [1]. Критически важным является то, что в России на сегодняшний день отсутствует правильно выстроенный и структурированный методический аппарат для применения передовых аналитических методов, таких как регрессионный анализ, машинное обучение и компьютерное зрение.

Ориентируясь на требования указанных российских стандартов, а также на иные отраслевые руководящие документы [2], для контроля состояния трубопроводов применяется комплекс методов: внутритрубная диагностика интеллектуальными дефектоскопами, ультразвуковой, магнитный и визуальный методы. В итоге эксплуатирующая организация получает значительный массив диагностических данных, требующих сложной обработки. Однако из-за отсутствия единых методик обработка данных, такая как привязка дефектов к координатам трассы, верификация сигналов, классификация опасности выявленных дефектов и прогнозирование остаточного ресурса, становится трудоемкой задачей, результат которой сильно зависит от человеческого фактора. Заключительным и нормативно обязательным этапом является составление паспорта технического состояния.

Для преодоления этого разрыва между данными и решениями предлагается обобщенный алгоритм (Рисунок 1). Его цель – систематизировать процесс и заложить основу для будущего стандартизированного методического

аппарата. Представленные этапы обработки позволяют интегрировать разрозненные данные из различных источников, построить цифровую модель трубопровода и в режиме, близком к реальному времени, оценивать его техническое состояние и прогнозировать остаточный ресурс [3].

Важно отметить, что разные виды диагностической информации, получаемые при мониторинге магистральных трубопроводов, требуют применения различного аналитического инструментария. Так, операционные данные телемеханики SCADA (давление, расход, температура) и результаты инспекционных обходов потенциально можно анализировать методами регрессионного анализа и машинного обучения для выявления аномалий и тенденций износа, однако их широкое применение сдерживается именно отсутствием утвержденных методик [4]. Для работы с данными внутритрубной дефектоскопии, содержащими информацию о геометрии, коррозии и трещинах, требуются иные формы обработки.



Рисунок 1 – Структурная схема комплексной оценки технического состояния нефтегазопроводов

Сформированный массив диагностической информации из различных источников необходимо интегрировать для построения цифровой модели магистрального трубопровода с точной привязкой выявленных дефектов и параметров эксплуатации. После чего, используя полученную модель, возможно проводить оценку технического состояния и прогнозирование остаточного ресурса эксплуатируемого объекта с применением детерминистических и вероятностных методов анализа. Реализация предлагаемой схемы позволит не только повысить надежность трубопроводного транспорта, но и сформировать практическую основу для обновления устаревшей нормативной базы, сделав ее адекватной современным технологическим вызовам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Смирнов, В.И., & Петров, Д.С. (2021). Оценка остаточного ресурса сварных соединений магистральных трубопроводов с учетом геодинамических факторов. Вопросы материаловедения, (4)(108), 154-163.
2. ГОСТ Р 55999-2022. Системы трубопроводные. Оценка рисков и управление целостностью на линейной части магистральных трубопроводов.
3. Использование корреляционно-регрессионного и кластерного анализа для исследования данных по термографическим снимкам трубопроводов системы охлаждения / П. С. Щербань, К. Н. Илюхин, С. С. Ераносян, А. Н. Карагадян // Моделирование и анализ данных. – 2025. – Т. 15, № 2. – С. 27-46. – DOI 10.17759/mda.2025150202. – EDN MYHMAU.
4. Морозов, О. О. Исследование возможностей технологий искусственного интеллекта в задачах диагностики состояния полимерных армированных трубопроводов / О. О. Морозов, Б. В. Потапов, П. С. Щербань // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. – 2024. – № 3(365). – С. 182-195. – DOI 10.33979/2073-7408-2024-365-3-182-195. – EDN KEEQDF.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПАКТНЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ НАКОПЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СТАЛЯХ

*Д.Н. Шерматов, А.О. Борисов, В.А. Гафарова, И.Р. Кузеев
УГНТУ, г. Уфа*

Построение цифровых двойников для крупногабаритных и протяженных объектов сталкивается с проблемой трансформации информационной модели (цифровой тени) с учетом реальных условий эксплуатации в реальный двойник, который корректируется за счет съема информации датчиками. Потребность в контроле большой площади требует применения датчиков, которые могут снимать достоверную информацию не только о состоянии поверхности, но и обо всем объеме оболочковой конструкции. Таких датчиков на сегодняшний день не существует. Физические поля, которые используются для контроля ограничены собственными и наведенными электрическими, магнитными и звуковыми полями. Полученные сигналы требуется интерпретировать для раскрытия информации, что само по себе достаточно сложно, но при этом возникает вопрос о том какую информацию требуется получить. Стремление получить информацию о наличии трещин сталкивается с проблемой интерпретации критериев их критичности. Наши эксперименты показали неожиданный результат. Циклическому испытанию подвергались образцы с реальных объектов, в которых идентифицировали множество небольших трещин. Некоторые из этих образцов показывали долговечность выше (максимально на 20%), чем образцы, изготовленные из материала, который не был в эксплуатации и в которых не было обнаружено трещин средствами дефектоскопии. Большое число небольших трещин за счет микроскопического подраста длины стравливали поступающую извне энергию. При такой интерпретации полученных результатов необходимо найти способ оценки критического состояния коллектива трещин, при наступлении которого начинают расти единичные трещины и доводят металл до разрушения.

Разрушение может инициироваться на разных масштабных уровнях: нано, микро и макро. Эксперименты, поставленные на разных масштабных уровнях, показывают, что энергоемкость распределяется следующим образом: нано > микро > макро. Поэтому вероятность разрушения на нано уровне всегда выше при прочих равных условиях. Вторая особенность процесса разрушения связана с фрактальными свойствами поверхности. Переход от объема к поверхности создает дробно размерную область. С точки зрения разрушения эта область наиболее уязвима, поэтому известно, что большая часть трещин образуется именно на поверхности и существенно реже под поверхностным слоем.

Изложенное выше показывает, что необходимо искать условия нарушения баланса между свойствами объема и фрактальным поверхностным слоем. Такие рассуждения привели к пониманию, что ответ на этот вопрос могут дать испытания на разрушение с целью определения закономерности формирования удельной работы разрушения, то есть работы разрушения отнесенная на единицу толщины образца. Очевидно, что с утонением образца и уменьшением объема информации о состоянии металла переносится в поверхностную зону.

Эксперименты показали, что удельная работа разрушения при изменении толщины подчиняется логарифмическому закону. Построенная таким образом зависимость для металла, не подвергнутого деформациям, может служить эталоном для оценки накопления повреждений в деформированном металле: чем ниже располагается значение удельной работы разрушения эталонной кривой, тем больше значения износа. Это предположение полностью подтвердилось при расследовании аварии, в результате которой разрушился линзовый компенсатор [1]. При разрушающем испытании оболочковых конструкций на внутреннее давление в лабораторных условиях (с участием Б.С. Сейтжапарова) удалось обнаружить, что чем ближе к эпицентру разрушения находился металл, тем интенсивнее снижался уровень удельной работы разрушения на меньших масштабах толщины образцов. Создается впечатление, что оболочка «выбирала» наиболее выгодное с энергетической точки зрения место образования и развития трещины.

В процессе разрушения оболочки измеряемые нормальная и тангенциальная составляющие напряженности собственного магнитного поля металла изменяли величину и направление вектора. Этот факт также указывает на участие всей оболочки в процессе распределения работы разрушения. Ранее было обнаружено и исследование распределения акустических сигналов [2], которые проходили ряд экстремумов, последний из которых приходился на уровень накопления повреждений $0,8N_p$ (N_p – число циклов нагружения до полного разрушения) прежде, чем металл разрушался. Таким образом, изучение распределения удельной работы разрушения в конструкции и характера изменения физических полей, может помочь оценить правильность моделирования цифровой тени и приблизить создание настоящего цифрового двойника объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Применение компактных образцов для определения механических характеристик сталей при расследовании аварий / Хасанов Рим Наилевич / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа – 2021;
2. Определение критического уровня накопления усталостных повреждений в стали 09Г2С по характеру изменения параметров акустической эмиссии / Валиев Айбулат Салаватович / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа – 2023.

МУЛЬТИФРАКТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАК МЕТОД ОЦЕНКИ СВОЙСТВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Д.Н. Шерматов, Р.О. Кадыров, УГНТУ, г. Уфа

Сварное соединение, является сложной гетерогенной системой, в которой структура и свойства металла изменяются на микроуровне в результате теплового и механического воздействия сварки. Уторный узел, применяемый в конструкциях типа вертикальных цилиндрических резервуаров и оболочковых аппаратов, представляет собой типичный пример подобной гетерогенности. В зоне соединения основного металла, зоны термического влияния (ЗТВ) и металла шва формируются различные микроструктурные состояния, отличающиеся по размерам зерна, степени рекристаллизации и распределению карбидных фаз. Эти различия приводят к неравномерности механических свойств, включая микротвёрдость, вязкость разрушения и сопротивление циклическому нагружению.

В данной работе объектом исследования стали пространственные распределения микротвёрдости HV, измеренные в уторном узле на разных стадиях циклического нагружения (Рисунок 1). Для получения количественной картины распределения свойств была построена измерительная сетка, охватывающая металл шва, зону ЗТВ и прилегающий основной металл.

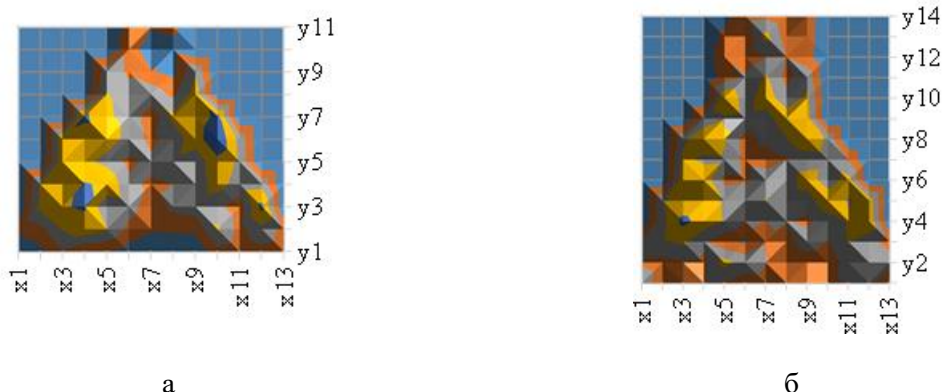


Рисунок 1 – Пространственные распределения микротвёрдости в модельном образце уторного узла в исходном состоянии (а) и после 6500 циклов (б)

В каждой точке сетки производились замеры микротвёрдости с шагом, обеспечивающим репрезентативное покрытие области перехода. Таким образом, удалось получить двумерные карты распределений HV, отражающие эволюцию структуры в процессе накопления усталостных повреждений.

Микротвёрдость, как известно, является параметром, чувствительным к локальному состоянию микроструктуры: плотности дислокаций, величине зерна и фазовому составу [1, 2]. При циклическом нагружении происходит неравномерное перераспределение остаточных напряжений и дефектов, что проявляется в изменении флуктуаций HV по координатной плоскости. Эти флуктуации несут в себе информацию о самоорганизации системы и могут быть формализованы в терминах мультифрактального анализа.

Мультифрактальный подход позволяет перейти от простого анализа статистических параметров (среднего и дисперсии HV) к оценке распределения сингулярностей, характеризующих степень неоднородности и локальную масштабную инвариантность структуры. Для этого использовались методы, основанные на построении спектра сингулярностей $f(\alpha)$ и расчёте обобщённых размерностей D_q . В частности, фрактальная размерность D_0 описывает степень заполнения пространства неоднородностями и отражает общую «грубость» поля свойств.

Распределение D_0 по уровню накопленных усталостных повреждений Ni/Np показало наличие выраженных экстремумов (см. Рисунок 2). На ранних стадиях (до 20 %) наблюдается умеренный рост D_0 , что соответствует упорядочиванию структуры вследствие стабилизации дефектной подсистемы. В области 60 % зафиксирован максимум – фаза наибольшей структурной сложности, связанная с развитием микротрещин и локальной концентрацией напряжений. Дальнейшее снижение D_0 при $Ni/Np > 80$ отражает разрушение корреляционных связей и переход к деструктурированному состоянию. Таким образом, параметр D_0 может рассматриваться как количественный индикатор структурной эволюции сварного соединения при усталостных процессах.

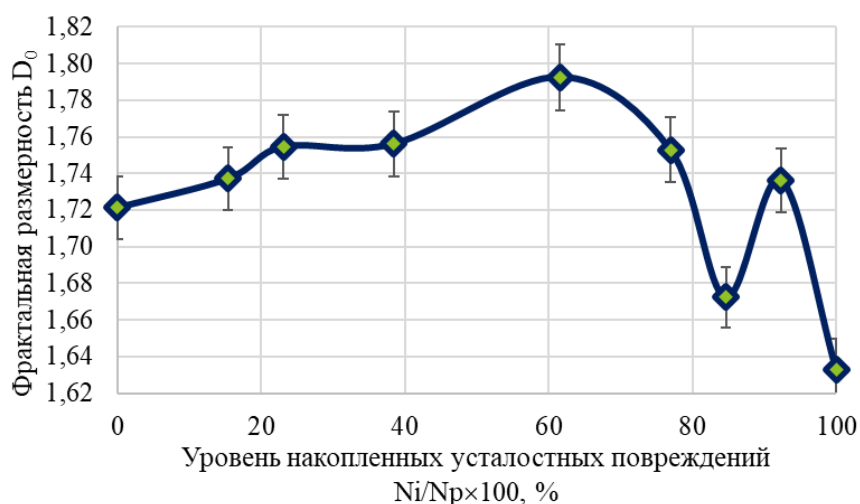


Рисунок 2 – Изменение величины фрактальной размерности D_0 распределения микротвердости модельных образцов уторного узла от уровня накопленных повреждений

Мультифрактальный анализ распределений микротвёрдости позволил выявить три характерных этапа структурной эволюции сварного соединения:

1. Этап стабилизации (0–30 %) – частичное выравнивание свойств вследствие релаксации остаточных напряжений.
2. Этап структурной активации (30–70 %) – рост мультифрактальной размерности, отражающий развитие неоднородностей и формирование очагов усталостного повреждения.
3. Этап деградации (70–100 %) – разрушение корреляционных связей, снижение D_0 , что соответствует зарождению и росту трещин.

Для сварных швов, являющихся критическими элементами конструкций резервуаров, такая диагностика имеет важное прикладное значение.

Использование мультифрактальных параметров позволяет не только количественно описать распределение свойств, но и прогнозировать предельное состояние на основе эволюции структуры. Это создаёт предпосылки для разработки новых диагностических критериев на основе карт микротвёрдости и их фрактального спектра.

Таким образом, сварные швы, как гетерогенные структуры эволюционирующие под действием циклических нагрузок, описывается закономерными изменениями мультифрактальных параметров. Например, анализ распределения микротвёрдости в уторном соединении показал, что фрактальная размерность D_0 является чувствительным индикатором накопления повреждений. Метод мультифрактального анализа обеспечивает новое понимание пространственно-временной организации дефектной структуры сварных соединений и может быть использован как основа для оценки живучести и прогнозирования ресурса элементов оболочковых конструкций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шерматов Д.Н. Формирование структуры поверхностного слоя труб из высоколегированных хромоникелевых сталей в процессе эксплуатации змеевиков реакционных печей: диссертация кандидата наук: 05.16.09 – Материаловедение (по отраслям). – Уфа: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2021. – 142 с.
2. Чиркова А. Г. Прочность и ресурс квазимногослойных оболочек, сформированных в процессе эксплуатации нефтегазового оборудования: дис. ... докт. техн. наук: 05.02.13 / ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – Уфа, 2019. – 249 с.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ИННОВАЦИИ В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Ло Шинь, Абдулай Бердей Барка

РУДН, г. Москва

В современных условиях развития энергетической отрасли России вопросы противокоррозионной защиты трубопроводов для транспортировки нефти приобретают особую значимость. Энергетическая безопасность государства напрямую зависит от надёжности трубопроводной инфраструктуры, обеспечивающей транспортировку сырья на перерабатывающие предприятия.[1]

Актуальность исследования обусловлена несколькими ключевыми факторами. Во-первых, интенсивное развитие энергетической отрасли требует постоянного совершенствования методов защиты трубопроводов от коррозии. Существующие традиционные методы, несмотря на свою эффективность, характеризуются высокими энергозатратами и не всегда отвечают современным требованиям экологической безопасности.

Во-вторых, в условиях глобальных экологических вызовов и стремления к снижению углеродного следа особую актуальность приобретает разработка энергосберегающих технологий противокоррозионной защиты. Внедрение инновационных решений в этой области способствует не только повышению эффективности работы трубопроводных систем, но и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Третьим важным аспектом является необходимость технологического обновления отрасли. Применение современных материалов и методов защиты, включая наноматериалы и водные антикоррозионные покрытия, открывает новые перспективы для развития трубопроводной инфраструктуры. Это особенно актуально в контексте растущих требований к энергоэффективности производственных процессов.

В рамках исследования предлагается комплексный подход к решению проблемы противокоррозионной защиты трубопроводов, включающий несколько ключевых направлений.

Технологическое обновление предполагает переход на современные методы нанесения антикоррозионных покрытий. Особое внимание уделяется внедрению водных антикоррозионных составов, которые не требуют использования органических растворителей и могут наноситься при пониженных температурах, что существенно снижает энергозатраты.

Инновационные материалы становятся основой новой системы защиты. Применение наноматериалов, включая углеродные нанотрубки и наноразделенные частицы, позволяет создавать более плотные и устойчивые к коррозии покрытия при меньшем энергопотреблении.[2]

Оптимизация производственных процессов достигается за счет модернизации технологий синтеза и очистки антикоррозионных материалов. Это направление включает разработку новых методов производства, позволяющих сократить энергозатраты без потери качества конечного продукта.

Совершенствование монтажных технологий реализуется через внедрение автоматизированных систем установки трубопроводов и использование префабрикатов. Такой подход позволяет значительно сократить время монтажа и снизить энергопотребление на этом этапе.

Энергоэффективные решения охватывают все этапы работы с трубопроводами – от производства защитных материалов до их нанесения и последующей эксплуатации. Особое внимание уделяется оптимизации работы оборудования для достижения максимальной эффективности при минимальных энергозатратах.

Комплексное внедрение этих решений позволит создать более надежную и экономичную систему противокоррозионной защиты трубопроводов, отвечающую современным требованиям энергоэффективности и экологической безопасности.

Перспективы дальнейшего развития данной области исследований связаны с несколькими ключевыми направлениями. Технологическое совершенствование должно идти по пути создания еще более эффективных наноматериалов и разработки новых методов их применения. Особое внимание следует уделить дальнейшему снижению энергозатрат на всех этапах производства и эксплуатации защитных систем.

Важным направлением развития является совершенствование методов контроля качества защитных покрытий и разработка систем мониторинга состояния трубопроводов в реальном времени. Это позволит оптимизировать режимы работы защитных систем и предотвратить излишнее энергопотребление. [3]

Дальнейшее развитие данного исследования будет направлено на создание полностью интегрированной системы противокоррозионной защиты, объединяющей все технологические достижения в единую эффективную и экономичную систему.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Низьев, С. Г. О противокоррозионной защите магистральных и промысловых трубопроводов современными полимерными покрытиями / С. Г. Низьев // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 9. – С. 56-60. – EDN LANFPB.
2. Поварова, Л. В. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты / Л. В. Поварова, М. А. Самарин, Р. А. Тараник // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32-39. – EDN TMZEOK.
3. Бердник, М. М. В целости и сохранности Изучение вопроса обеспечения целостности защитных покрытий магистральных трубопроводов / М. М. Бердник, А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2018. – № 12(84). – С. 52-56. – EDN YOKXNB.

СОДЕРЖАНИЕ

Обращение Ректора УГНТУ О.А. Баулина.....	5
Обращение Председателя оргкомитета конференции, академика АН РБ, профессора А.М. Шаммазов.....	6
Обращение Генерального директора ООО «НИИ Транснефть» А.О. Наумова.....	7
ТАЛАНТЛИВОМУ УЧИТЕЛЮ ПОСВЯЩАЕТСЯ...	
Ученик Павла Ивановича Тугунова, Почетный работник высшего профессионального образования РФ Коршак Алексей Анатольевич.....	9

СЕКЦИЯ

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1. РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОМБИНАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ	
А.А. Акбашева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....	12
2. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ	
Д.И. Аккузин, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа.....	14
3. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ ГИДРАТОВ	
М.Д. Александров, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа.....	17
4. ПРОБЛЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	
А.Р. Альмиев, В.В. Уланов, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....	19
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОЛИМЕРНЫХ ДОБАВОК НА НЕФТЕ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ	
Д.А. Альмухаметова, М.М. Гареев, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа.....	21
6. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ОСНОВНОГО МАТЕРИАЛА И ОКОЛОШОВНОЙ ЗОНЫ ТРУБ ГАЗОПРОВОДА	
В.Д. Андреева, АГТУ, г. Астрахань.....	23
7. СИСТЕМЫ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ИХ РОЛЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	
Н.А. Анохина, М.А. Вершкова, А.Д. Зубарева, А.Д. Каюкова, А.С. Никифорова.....	25
8. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ СОНОТРОДОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	
А.И. Асмандияров, М.В. Павлов, Е.А. Локишина, УГНТУ, г. Уфа.....	27
9. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВНОГО ЭЛЕМЕНТА КАК СРЕДСТВА ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛОВ ОТ КОРРОЗИИ В СРАВНЕНИИ С ИСТОЧНИКОМ ПОСТОЯННОГО НАПРЯЖЕНИЯ	
Э.И. Ахметшина, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа.....	29
10. К ВОПРОСУ ТРАНСПОРТА ВОДОРОДА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ В ВИДЕ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ ГАЗА	
А.Д. Бабакин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....	31
11. СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ	
А.Р. Биарсланов, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа.....	33
12. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ВОКРУГ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS STEADY-STATE THERMAL	
А.А. Бикметова, УГНТУ, г. Уфа.....	35

13. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ ПРИМА И ДЕЙКСТРЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВЕТВЛЁННЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ С МНОЖЕСТВЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ	
<i>В.И. Будько, УГНТУ, г. Уфа</i>	36
14. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ АЛГОРИТМОВ В ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА	
<i>В.И. Будько, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа</i>	37
15. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БЕЗНАПОРНОГО ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В САМОТЕЧНЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>К.М. Бурханова, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	38
16. ПРОМЫВКА ВВОДОВ СППТ ПОТОКОМ НЕФТИ ЧЕРЕЗ ВАНТУЗ ВВОДА РЕЗЕРВУАРА	
<i>Д.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	40
17. ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНЫХ КАМЕР ПРИЁМА-ПУСКА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Р.И. Валиахметов, С.А. Чередниченко, УГНТУ, г. Уфа</i>	42
18. АЛГОРИТМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА В СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ	
<i>В.Н. Валова, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>	44
19. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКЛОНЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА В СИСТЕМАХ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ	
<i>В.Н. Валова, УГНТУ, г. Уфа</i>	46
20. РЕЗУЛЬТАТЫ ДИНАМИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ УДАРНОЙ ВЯЗКОСТИ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА ГАЗОПРОВОДА ВБЛИЗИ КОЛЬЦЕВОГО СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ	
<i>Т.И. Вафин, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа</i>	48
21. О ВЛИЯНИИ СОСТАВА И ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА КОРРОЗИЮ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ CO₂ В РАМКАХ CCS И CCUS	
<i>А.А. Гарифуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	49
22. ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА В ТЕХНОГЕННЫХ ГРУНТАХ	
<i>Н.А. Гаррис, М.И. Байкова, А.М. Шаммазов, И.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа</i>	51
23. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МГНОВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО НЕФТЕПРОВОДА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОДАЧИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ	
<i>Н.А. Гаррис, И.Р. Байков, А.М. Шаммазов, УГНТУ, г. Уфа</i>	52
24. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ	
<i>А.А. Гатауллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	54
25. ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ЭТАПЕ ОЧИСТКИ ОТ ИЗОЛЯЦИИ	
<i>А.А. Гашенко, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	55
26. ИССЛЕДОВАНИЕ АДГЕЗИОННЫХ И САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХ СВОЙСТВ РЕАКТИВНОЙ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ АСМОЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРОИЗВОДСТВА	
<i>М.А. Гладких, УГНТУ, г. Уфа</i>	57
27. ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ НАЗЕМНОМ ЛАЗЕРНОМ СКАНИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>Н.Н. Горбань¹, Г.Г. Васильев², А.П. Сальников², ¹АО «КТК-Р», г. Москва, ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	59
28. ИЗМЕРЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПРОДОЛЬНОЙ ЭДС В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ	
<i>Э.А. Гуцин, О.Н. Ракито, УГТУ, г. Ухта</i>	61

29. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УСТРАНЕНИЮ МЕСТ НЕДОЗАЩИТЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЮ НОРМАТИВНОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ	
<i>И.А. Давыдов, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта</i>	63
30. МОДЕЛИРОВАНИЕ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ПО «ANSYS»	
<i>Д.Ю. Давыдов, УГНТУ, г. Уфа</i>	65
31. ВЫВОД КРИТЕРИАЛЬНОГО УРАВНЕНИЯ ДЛЯ ЧИСЛА НУССЕЛЬТА ПРИ КОНВЕКЦИИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОДЗЕМНЫХ ЕМКОСТЯХ	
<i>И.В. Дехтярь, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург</i>	67
32. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ КОМПАКТ-ПРУВЕРОВ ПРИ УЧЕТЕ ОТГРУЖАЕМОЙ В ТРУБОПРОВОДЫ НЕФТИ	
<i>О.А. Дмитриев, УУНУТ, г. Уфа</i>	69
33. ЗАДАЧИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА НА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ РАССТОЯНИЯ	
<i>И.А. Елсуков, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта</i>	71
34. ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ПОЛИФИБРОН ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ АРКТИКИ И КРАЙНЕГО СЕВЕРА	
<i>К.Д. Еремин, УГНТУ, г. Уфа</i>	73
35. ОБ АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМАТИКЕ В ВОПРОСАХ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>М.А. Жажин, В.В. Уланов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	75
36. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ПЛАСТИКОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Д.В. Зайкин, М.А. Жажин, В.В. Уланов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	77
37. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ	
<i>А.А. Зиятдинов, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа</i>	79
38. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТИПА ХРАНИМОГО ПРОДУКТА НА ВЫБОР КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ И ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>Н.А. Зыбарева, РУДН, г. Москва</i>	80
39. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В СОЛЯНЫХ ПЛАСТАХ	
<i>В.Н. Инсапов, Е.А. Локинина, УГНТУ, г. Уфа</i>	82
40. МЕТОД ПЕРЕКАЧКИ УТИЛИЗИРУЕМОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА ИЗ УЧАСТКА ОДНОИТОЧНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА, ПОДЛЕЖАЩЕГО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ, В СОСЕДНИЙ УЧАСТОК ПРИ ПОМОЩИ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	
<i>М.Р. Камалов, А.Л. Тимохин, УГНТУ, г. Уфа</i>	84
41. ПРОБЛЕМАТИКА И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ АБСОРБЦИОННОЙ И АДСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ ГАЗА	
<i>Г.Ф. Караева, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа</i>	86
42. СЕЛЕКТИВНОЕ УДАЛЕНИЕ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СПГ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБРИДНЫХ АБСОРБЦИОННО-АДСОРБЦИОННЫХ СХЕМ	
<i>Г.Ф. Караева, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа</i>	88
43. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЛАЗМОХИМИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛОГО СВЕРХВЯЗКОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ	
<i>Р.М. Каримов, Р.Н. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа, Д.В. Аврамов, ООО «НПФ ЭГД», г. Санкт-Петербург</i>	89

44. СОЗДАНИЕ «БИНЕФТЯНЫХ» ЭМУЛЬСИЙ НА ОСНОВЕ УСТОЙЧИВЫХ ДИСПЕРСИЙ ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЕЙ С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАЗБАВИТЕЛЯМИ ДЛЯ ИХ СОВМЕСТНОЙ ПЕРЕКАЧКИ	
<i>Р.М. Каримов, В.С. Кузнецов, УГНТУ, г. Уфа</i>	91
45. ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ МУФТЫ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКИХ ПЕРЕГРУЗКАХ	
<i>А.Д. Колотилов, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа</i>	93
46. О ФОРМИРОВАНИИ «КРИВЫХ ВСТАВОК» ТРУБОПРОВОДОВ В ЕСТЕСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
<i>Г.Е. Коробков¹, М.В. Закирьянов², И.М. Исламов²</i> <i>1 – ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, 2 – ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>	95
47. СПОСОБ ЗАКРЕПЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА НЕУСТОЙЧИВЫХ ГРУНТАХ	
<i>В.Е. Кривов, М.В. Терентьева, УГТУ, г. Ухта</i>	97
48. АНАЛИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	
<i>Р.Р. Курбанов, Х.Ш. Шамилов, УГНТУ, г. Уфа</i>	99
49. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА УСТРОЙСТВЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ИЗОЛЯЦИИ	
<i>А.А. Леценко, СамГТУ, г. Самара</i>	101
50. КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
<i>Р.Б. Масалимов¹, Р.М. Зарипов², Р.Р. Абдульманова¹,</i> <i>1-УГНТУ, г. Уфа, 2-Институт механики им. Р.Р. Мавлютова, г. Уфа</i>	103
51. СОВМЕСТНАЯ ПЕРЕКАЧКА ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ С ГАЗОКОНДЕНСАТОМ	
<i>В.И. Матвеев, УГТУ, г. Ухта</i>	105
52. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ	
<i>В.Е. Маштаков, УГНТУ, г. Уфа</i>	107
53. ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС И РВСП	
<i>К.А. Михайленко, УГНТУ, г. Уфа</i>	109
54. ОЦЕНКА СКОРОСТИ ВЫНОСА ГАЗОВОЗДУШНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ ТРУБОПРОВОДА	
<i>М.Р. Москов, И.Ф. Махмудова, УГНТУ г. Уфа</i>	111
55. ПРОКЛАДКА ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ: НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА ОСТАТОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ	
<i>Р.И. Мусаев, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа</i>	113
56. ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
<i>А.В. Нагорнов, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	115
57. КОРРЕКТИРОВКА ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ОТВОДАМ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ	
<i>Г.В. Нестеров¹, А.И. Азарин²</i> <i>1 – ООО «Синарастройкомплект», Екатеринбург; 2 – АО «ОМК», Москва</i>	117
58. ПАРАМЕТРЫ ОТВОДОВ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ДЛЯ ГАЗОНЕФТЕРОВОДОВ	
<i>Г.В. Нестеров¹, А.А. Юшин², М.Г. Глухов¹</i> <i>1 – ООО «Синарастройкомплект», Екатеринбург, Россия;</i> <i>2 – Daou (Shaoxing) Technology Co., Ltd., Шаосин, Китай</i>	119

59. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА АНОДНЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ	
<i>С.А. Никулин^{1,2}, Д.А. Васин¹, А.Г. Коротяев³, Е.Е. Кардаш⁴</i>	
<i>1- ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород, 2 -НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, 3 - ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург, 4 - ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта</i>	121
60. РАЗРАБОТКА ПОДХОДОВ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НА ОСНОВАНИИ ОБЩЕГО ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ	
<i>С.А. Никулин^{1,2}, Д.А. Васин¹, 1-ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород 2-НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород</i>	123
61. ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ СБЕРЕЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ	
<i>А.Р. Нигматуллин, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	125
62. ПРИМЕНЕНИЕ ОБРАТНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ДЕТАЛЕЙ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>В.Д. Новикова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	127
63. ХАРАКТЕРИСТИКИ АКУСТИЧЕСКОГО СИГНАЛА, ЗАПИСАННОГО ПРИ ДИАГНОСТИКЕ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОГО ПРОСЛУШИВАНИЯ	
<i>Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа</i>	129
64. О ГРАНИЦЕ ЗОН ТРЕНИЯ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАСЧЕТЕ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ В СЛУЧАЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ	
<i>И.В. Осипова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина</i>	131
65. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕРИ ОДОРАНТА СПМ-1 В ГАЗОПРОВОДАХ МЕТОДОМ CFD-МОДЕЛИРОВАНИЯ	
<i>А.О. Петренко, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>	133
66. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЙ В ТРУБЕ ПЕРЕМЕННОГО СЕЧЕНИЯ	
<i>С.А. Петрунин, В.А. Коннов, М.А. Сердцева, Л.Е. Землеруб Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	135
67. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ВЫВОДА В РЕМОНТ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	
<i>Н.И. Попов, ООО «Газпром трансгаз Москва», г. Москва А.И. Попова, ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург, Е.В. Семиткина, УГТУ, г. Ухта</i>	137
68. ВЫДЕЛЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ НЕФТИ	
<i>А.С. Родина, С.С. Зоров, И.Н. Мокшин, Ю.В. Великанова Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	139
69. ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ В РЕЗЕРВУАРАХ С ПОНТОНОМ	
<i>Э.М. Сайфуллин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	141
70. ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В МОНИТОРИНГЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	
<i>Н.А. Сальников, УГНТУ, г. Уфа</i>	143
71. ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ОТЛОЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ: ОТ ТЕРМИНА «ПАРАФИНИЗАЦИЯ» К ПОНЯТИЮ «АСПО»	
<i>К.А. Самитова, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	145
72. ВИБРАЦИОННЫЙ ПОЛЗАЮЩИЙ ВНУТРИТРУБНЫЙ РОБОТ	
<i>Б.Р. Саттаров, Институт нефтепереработки и нефтехимии УГНТУ, г. Салават</i>	147
73. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПОЛЕВЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>С.К. Сахаров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	148

74. ПРОБЛЕМЫ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД	
<i>Г.И. Свалов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	150
75. МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД	
<i>Г.И. Свалов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	152
76. РАЗРАБОТКА КОРПУСА НЕПОЛЯРИЗУЕЩЕГОСЯ ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ С БЫСТРОСЪЕМНЫМ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОДОМ	
<i>Е.П. Серикова., И.А. Алефиров, О.Н. Ракито</i> <i>Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта</i>	154
77. ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАТУХАНИЯ ЗВУКА ПРИ ПОИСКЕ ПОДЗЕМНЫХ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ	
<i>А.А. Слепцов, В.В. Пшенин</i>	156
78. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГРУЗОПОТОКА	
<i>А.Н. Соловьев, ПАО «Транснефть», г. Москва</i>	158
79. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЛАЗМОХИМИЧЕСКИЙ КРЕКИНГ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛОГО СВЕРХВЯЗКОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ	
<i>П.И. Солонин, ООО «Газпром Инвест», г. Санкт-Петербург</i> <i>А.К. Гумеров, Р.Н. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа</i>	159
80. ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЕКТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРИ ДИАГНОСТИКЕ ТРУБ	
<i>В.А. Уралов, УГНТУ, г. Уфа</i>	161
81. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММЫ «ANSYS FLUENT» ДЛЯ РАСЧЕТА БОЛЬШОГО ДЫХАНИЯ ИЗ РВС-5000	
<i>Д.В. Усманов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>	162
82. ПРИМЕНЕНИЕ СЦЕНАРИЕВ КОЛЛИЗИЙ В САД-СРЕДЕ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Ф.Р. Фатихова, ООО «БКН-Проект», г. Самара</i>	165
83. ПЕРСПЕКТИВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАБОЧИХ КОЛЁС ЦЕНТРОБЕЖНЫХ АГРЕГАТОВ	
<i>М.А. Хаертдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	166
84. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗОН КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО АГРЕГАТА И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ	
<i>М.А. Хаертдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	168
85. СТАБИЛИЗАЦИЯ МНОГОФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПОТОКОВ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМ РЕЛЬЕФОМ МЕСТНОСТИ	
<i>Э.Ф. Хаматдинов, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>	170
86. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ГАЗОПРОВОДАХ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ВОДОРОДОСОДЕРЖАЩИХ СМЕСЕЙ	
<i>Б.И. Хатинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	172
87. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРН С ПРИМЕНЕНИЕМ УЛЬТРАЗВУКА И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	
<i>Р.А. Хураמיшина, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>	174
88. ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ	
<i>В.П. Чирков, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа</i>	176
89. РАЗРАБОТКА ВНУТРИТРУБНОГО ВРАЩАЮЩЕГОСЯ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА	
<i>В.Р. Шагиянова, М.В. Лурье, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	178

90. АНАЛИЗ КОНСТРУКТОРСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ВНУТРИТРУБНЫХ УСТРОЙСТВ ПЕРЕКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>П.В. Шадренкин, УГНТУ, г. Уфа</i>	180
91. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ТРАССАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНСАМБЛЕЙ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ	
<i>А.С. Шайдуллина, Российский университет дружбы народов, г. Москва</i>	182
92. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ДЕГРАДАЦИИ ВЕЧНОМЁРЗЛЫХ ГРУНТОВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ПОДЗЕМНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>Н.В. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	184
93. ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕГРАДАЦИИ СВОЙСТВ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>К.В. Юшманов, УГТУ, г. Ухта</i>	185
94. БОРЬБА С ПАРАФИНИСТЫМИ ДОННЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В РЕЗЕРВУАРЕ	
<i>Г.А. Янбухтина, УГНТУ, Уфа</i>	187
95. МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ КАТАСТРОФИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В УСЛОВИЯХ КВАЗИМГНОВЕННОГО ДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ	
<i>Б.Л. Яруллин, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	189

СЕКЦИЯ

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО

ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

1. ОБОСНОВАНИЕ ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, СНИЖАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ГРУНТА	
<i>А.М. Батыров, И.А. Шаммазов, ЮГУ, г. Ханты-Мансийск, СПГУ, г. Санкт-Петербург</i>	192
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НАДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ ДЕФЕКТА	
<i>А.Н. Бутовка, АО ВНИИСТ, г. Москва</i>	194
3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НОРМАТИВНОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ РАСЧЕТОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Г.Г. Васильев, И.А. Леонович, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	196
4. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ПО МЕТОДУ «ТРУБА В ТРУБЕ» ДЛЯ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В ANSYS	
<i>М.В. Гайнелянов, УГНТУ, г. Уфа</i>	198
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СВОЙСТВ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>А.А. Галимова, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	200
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ	
<i>Л.А. Гимадеева, В.А. Коннов, Л.Е. Землеруб, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	201
7. ТЕХНОЛОГИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ УДАРНОЙ ОБРАБОТКИ ВРЕЗОК В СТЕНКУ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА	
<i>Л.Р. Глушкова, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа</i>	203
8. СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ ТЕРМИНАЛОВ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ТЕХНОГЕННОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ	
<i>Н.Н. Горбань, Г.Г. Васильев, 1 АО «Каспийский трубопроводный консорциум», г. Москва 2 РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	206

9. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА УПРАВЛЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ РИСКОВ <i>М.А. Грошев, УГНТУ, г. Уфа</i>	208
10. КОМПЬЮТЕРНОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК С ПОСТОЯННОЙ ЧАСТОТОЙ <i>А.Р. Давлетбаева, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	209
11. МОДЕЛИРОВАНИЕ СВЯЗНОЙ ТЕПЛОГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ОТТАИВАНИЯ МЕРЗЛОГО ГРУНТА В СИСТЕМЕ «ТРУБОПРОВОД-ИЗОЛЯЦИЯ-МЕРЗЛЫЙ ГРУНТ» <i>Н.В. Данилов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	211
12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЯГОВОГО УСИЛИЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЕФЕКТНОГО СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ИЗ СКВАЖИНЫ ПРИ МЕТОДЕ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ <i>Дж. Комакеч, УГНТУ, г. Уфа</i>	213
13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СИЛЫ НАТЯЖЕНИЯ ПРИ ИЗВЛЕЧЕНИИ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ИЗ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ <i>Дж. Комакеч, УГНТУ, г. Уфа</i>	215
14. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСИЛИЙ И ПРИМЕНЕНИЕ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ <i>П.А. Макаров, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа</i>	217
15. ПРОБЛЕМА НАРУШЕНИЯ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ <i>К.В. Мотин, А.Л. Тимохин, УГНТУ, г. Уфа</i>	219
16. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ БЕТОНА И АРМИРОВАНИЯ ФИБРОЙ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ ОБЕТОНИРОВАННЫХ ТРУБ <i>Д.А. Неб, А.М. Садрtdинова, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа</i>	221
17. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ НЕШТАТНЫХ РЕЖИМОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ И ИНТЕРАКТИВНОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИЕЙ <i>Е.К. Нехитрова, АО «Мособлгаз»</i>	223
18. ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОПРИТОКА ПО ТЕПЛОВЫМ МОСТАМ НА РЕЗУЛЬТАТ ТЕПЛОВОГО РАСЧЕТА КРИОГЕННОГО РЕЗЕРВУАРА С СЖИЖЕННЫМ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ <i>Н.К. Протозанов, КГТУ, г. Калининград</i>	225
19. ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ АКТИВНЫХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ЗОН <i>С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	227
20. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЖЕЛЕЗОБЕТОННОГО И ГИБРИДНОГО РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ANSYS. <i>А.А. Салихова, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	228
21. АНАЛИЗ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ <i>С.А. Сильвестров, Э.А. Шегуров, И.Ф. Кантемиров, ООО «Астрапроект», г. Казань, УГНТУ, г. Уфа</i> ...	230

22.	АНАЛИЗ МЕТОДОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНЫЕ И АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ <i>М.Н. Сиряченко, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	232
23.	ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ В СВЯЗИ С РАЗЛИВОМ НЕФТЕПРОДУКТА НА ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ <i>А.А. Скатова, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург</i>	234
24.	СООРУЖЕНИЕ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА УЧАСТКЕ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ НА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ ПОБЕРЕЖЬЕ О. САХАЛИН <i>М.Е. Сторожева, Сахалинский государственный университет г. Южно-Сахалинск</i>	236
25.	ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПОДПОРНОЙ СТЕНКИ С УЧЕТОМ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА <i>А.Р. Урманова, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	238
26.	РАЗРАБОТКА СПОСОБА СБОРА НЕФТИ С ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ НЕФТЕСБОРЩИКОМ С СОРБИРУЮЩИМ БОНАМИ <i>Д.Р. Хайруллин, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>	240
27.	ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕДАЧА ТЕЛЕМЕТРИИ В СИСТЕМАХ МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДОВ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ <i>Т.М. Халиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	242
28.	РАЦИОНАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА ДАННЫХ НА ТРУБОПРОВОДАХ В КРИОЛИТОЗОНЕ <i>Т.М. Халиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	243
29.	ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГРУНТОВОГО МАССИВА ЗА ПОДПОРНОЙ КОНСОЛЬНОЙ СТЕНКОЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ <i>В.В. Халин, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа</i>	245
30.	ВЫЯВЛЕНИЕ ОЧАГОВ ПОДПЛЕНОЧНОЙ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ИЗМЕРЕНИЯ ИМПЕДАНСА ТРУБОПРОВОДА ПО КРИТЕРИЮ УГЛА ПОВОРОТА ФАЗЫ ТОКА ГЕНЕРАТОРА <i>Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа, Ю.В. Стицей, ООО НПП «Техносфера», г. Москва</i>	247
31.	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ВЫПУКЛЫХ КРИВОЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКАХ ПЕРЕСЕЧЕННОЙ МЕСТНОСТИ <i>Н.В. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	249
32.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ОРОШЕНИЯ ДРЕНЧЕРНОЙ ЗАВЕСЫ, ПРЕДЛАГАЕМОЙ В КАЧЕСТВЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СНИЖЕНИИ ПРОТИВОПОЖАРНОГО РАССТОЯНИЯ ОТ ГАЗОПРОВОДА ДО СМЕЖНОГО С НИМ ОБЪЕКТА <i>Г.С. Шарнина, УГНТУ, Т.С. Султанов, ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», г. Уфа</i>	250
33.	ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ И СМЕЖНЫХ С НИМИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРИ СНИЖЕНИИ ПРОТИВОПОЖАРНЫХ РАССТОЯНИЙ <i>Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ, Т.С. Султанов, ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», г. Уфа</i>	252
34.	ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ <i>А.А. Шевнин, БФУ им. И.Канта, г. Калининград</i>	254

35. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ СВАРНОГО ШВА ВНУТРИТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Р.И. Якупов, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	257

**СЕКЦИЯ
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

1. МАГНИТНЫЙ КОНТРОЛЬ НАПРЯЖЁННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНДИКАТОРОВ МЕХАНИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ИН-01м И ИН-02	
<i>А.И. Булат, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	260
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ТИПА	
<i>Е.А. Быков, Р.В. Агиней, В.С. Барменков, Е.А. Терентьев, ООО «Газпром трансгаз Ухта», Ухтинский государственный технический Университет, г. Ухта</i>	262
3. ПРИМЕНЕНИЕ АБХМ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОСЛЕ КОМПРИМИРОВАНИЯ	
<i>Т.И. Газизов, Г.К. Сыртланова, УГНТУ, г. Уфа</i>	264
4. УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ТЕХНОГЕННЫХ ГРУНТОВ ВОКРУГ ТРУБОПРОВОДОВ В МЕРЗЛОТЕ	
<i>Н.А. Гаррис, А.Н. Бахтегареева, А.М. Шаммазов, УГНТУ, г. Уфа</i>	265
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСПАРЕНИЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ РЕЗЕРВУАРА НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОВОЗДУШНЫХ МАСС	
<i>С.В. Глушков, УГНТУ, г. Уфа</i>	267
6. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО КОМПРЕССОРА ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ	
<i>С.Д. Годовская, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа</i>	269
7. ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ	
<i>Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа</i>	271
8. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ: АНАЛИЗ И ПЕРСПЕКТИВЫ	
<i>В.Е. Горайнов, Е.В. Семиткина, УГТУ, г. Ухта</i>	273
9. РАЗРАБОТКА МНОГОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОРЦЕВОГО УПЛОТНЕНИЯ ДЛЯ ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С УЧЕТОМ ИЗНОСА УПЛОТНЯЮЩИХ ПАР	
<i>С.А. Заплатаина, В.С. Кузнецов, УГНТУ, г. Уфа</i>	275
10. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПОДОГРЕВУ ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ	
<i>А.А. Коховец, Н.В. Морозова, УГНТУ, г. Уфа</i>	276
11. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЦИФРОВОЙ РАДИОГРАФИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>А.А. Миронов, УГНТУ, г. Уфа</i>	277
12. ПРИМЕНЕНИЕ ТРЕХОСЕВЫХ АКСЕЛЕРОМЕТРОВ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВИБРАЦИИ НА ДИНАМИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ	
<i>А.А. Миронов, А.И. Бибен, УГНТУ, г. Уфа</i>	279
13. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>К.С. Муратов, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>	281
14. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГРАДИЕНТОМЕТРА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	
<i>М.Х. Нуриахметов, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	283

15. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ <i>А.Д. Павлов, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>	285
16. РАСЧЕТ ХОЛОДНОГО КОНДЕНСАТОПРОВОДА <i>Т.Д. Пономарев, С.Б. Матякубов, М.И. Байкова, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>	287
17. ПРАКТИКА КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ: МЕТОДЫ, МОДЕЛИ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ <i>А.С. Пономаренко, Д.В. Божко, УГНТУ, г. Уфа</i>	289
18. ПРИЧИНЫ ПОВРЕЖДЕНИЯ СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ В РАЙОНАХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ <i>С.В. Порошин, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>	291
19. МАГНИТНЫЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЕ <i>Е.В. Романов, Р.В. Загидуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	293
20. МОДЕРНИЗАЦИЯ СПИРАЛЬНОГО ОТВОДА И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАСОСА <i>Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>	295
21. ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕТРИИ СПИРАЛЬНОГО ОТВОДА НА ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА <i>Н.А. Рябчиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	297
22. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОФАЗНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПРИВОДА В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ <i>Р.Р. Саттаров, УГНТУ, г. Уфа</i>	299
23. ПРОБЛЕМЫ ВОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ В ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ <i>К.И. Соловьев, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	301
24. ШАБЛОНЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СКОРОСТИ ВОЗДУШНОГО ПОТОКА В ВЕНТИЛЯЦИОННОМ ПРОЕМЕ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА <i>А.В. Таланин, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа</i>	303
25. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА DN500 НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ <i>Д.С. Тихоненко, Р.В. Загидуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	305
26. КОМПЛЕКСНЫЙ ВИБРАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ И ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НАСОСНОГО АГРЕГАТА <i>С.Н. Тюлядин, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург</i>	307
27. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДЪЕМНОЙ СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НА ТРУБОПРОВОД ПРИ ПРОТАИВАНИИ МЕРЗЛОТЫ <i>Н.Ю. Фахрисламова, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>	309
28. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ СВАЙНЫХ ОПОР НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ <i>А.Э. Хаматишин, И.М. Руфанова, УГНТУ, г. Уфа</i>	312
29. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ДЕФЕКТА ШАРИКА ПОДШИПНИКА С ПОМОЩЬЮ МИКРОФОНА И АКСЕЛЕРОМЕТРА СМАРТФОНА <i>Д.Р. Шафиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	314
30. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ СИСТЕМЫ МАСЛОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА <i>Т.И. Юмагулов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>	316
31. ПРОБЛЕМЫ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СЕКЦИОННЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ <i>Н.А. Юнак, УГНТУ, г. Уфа</i>	318

**СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»**

1. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОЛОЖИТЕЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ (ПЕРЕКАЧКИ), ПРОЛОЖЕННЫХ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	
<i>И.Р. Байков, А.В. Милованова, Э.А. Матросов, г. Новый Уренгой</i>	321
2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПУСКА И ОСТАНОВА ЖАРОТРУБНЫХ КОТЛОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ	
<i>Р.К. Булатова, В.Р. Мухамидова, УГНТУ, г. Уфа</i>	323
3. АНАЛИЗ ДЕФЕКТНОСТИ СВАРНЫХ СТЫКОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ	
<i>Э.Р. Валямова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	324
4. ОЦЕНКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ТРУБОПРОВОДАМИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ И ОСОБО ОХРАНЯЕМЫХ ПРИРОДНЫХ ТЕРРИТОРИЙ	
<i>К.С. Васильева, А.С. Киреева, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва</i>	325
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА ТИПА ПГТА, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ	
<i>Р.Р. Гайфуллин, А.А. Галимов, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	327
6. ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДАВЛЕНИЯ НА ГРАНИЦАХ ПЛАСТА НА РЕЖИМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТА ДВУОКИИ УГЛЕРОДА	
<i>И.К. Гималтдинов¹, М.В. Столповский¹, М.К. Хасанов²</i>	
<i>¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа</i>	
<i>²Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, г. Стерлитамак</i>	328
7. ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТОПЛИВА В РЕЗЕРВУАРАХ	
<i>И.И. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа</i>	330
8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЗАТОНСКОЙ ТЭЦ	
<i>А.В. Заряева, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа</i>	331
9. ВЛИЯНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ НА РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ	
<i>Э.Д. Исламов, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	332
10. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕСБОРНОГО ПУНКТА	
<i>Д.С. Кильдиярова, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа</i>	334
11. ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ТРАСС ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>А.С. Киреева, К.С. Васильева, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва</i>	336
12. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗА СЧЁТ СНИЖЕНИЯ РИСКА АВАРИЙНЫХ РАЗРУШЕНИЙ ПУТЁМ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ УДАРНОЙ ОБРАБОТКИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ	
<i>А.А. Красников, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург</i>	338
13. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ В ЧАСТИ ОТВОДА КОНДЕНСАТА И СОКРАЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ	
<i>А.А. Кутушев, А.А. Марахотин, ПАО АНК «Башнефть», г. Уфа</i>	340
14. ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ	
<i>К.В. Мотин, А.Л. Тимохин, УГНТУ, г. Уфа</i>	342

15. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОЧИСТКЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ТРУБОПРОВОДА-ВОДОВОДА ОТ МИНЕРАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	
Ф.М. Мугаллимов, УГНТУ, г. Уфа, И.Ф. Мугаллимов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа, Р.М. Аскарлов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа, Т.А. Фарвазов, УГНТУ, г. Уфа, А.М. Ахряпов, ООО «БГК», г. Уфа, А.А. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа.....	343
16. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА ОТВЕДЕНИЯ ПРОДУВочНОЙ ВОДЫ ЗАТОНСКОЙ ТЭЦ	
Ф.М. Мугаллимов, УГНТУ, г. Уфа, И.Ф. Мугаллимов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа, Р.М. Аскарлов, ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа, Т.А. Фарвазов, УГНТУ, г. Уфа, А.М. Ахряпов, Затонская ТЭЦ, г. Уфа.....	346
17. ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ИСХОДНОЙ ВОДЫ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ ОТ ПРИМЕСЕЙ ЖЕЛЕЗА	
И.В. Новосёлов, Д.Р. Зубарева, УГНТУ, г. Уфа.....	348
18. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ИНФРАКРАСНОЙ ПЛЕНКИ И РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОГО ПРАКТИКУМА	
Д.В. Пермяков, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа.....	350
19. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ЗОНАХ ПРОХОЖДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ.	
В. Савченко, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва.....	351
20. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН СЕРИИ ПТ	
А.И. Сагитов, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа.....	353
21. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ НА ЗАТОНСКОЙ ТЭЦ	
А.Р. Самойлов, Затонская ТЭЦ ООО «БГК», А.В. Заряева, Затонская ТЭЦ ООО «БГК», ЗТЭЦ, г. Уфа..	354
22. ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
В.Е. Семенец, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа.....	357
23. СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ NO_x С ПОМОЩЬЮ КАТАЛИТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК	
В.Е. Семенец, УГНТУ, г. Уфа.....	359
24. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В МЕТАНОГИДРАТНЫЙ ПЛАСТ В ПЛОСКООДНОМЕРНОМ ПРИБЛИЖЕНИИ	
М.В. Столповский ¹ , И.К. Гималтдинов ¹ , М.К. Хасанов ²	
¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа	
² Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, г. Стерлитамак.....	360
25. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ КОЖУХОТРУБЧАТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА С U-ОБРАЗНЫМИ ТРУБКАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА	
Б.Р. Тукаев, М.А. Бикмухаметова, УГНТУ, г. Уфа.....	362
26. ОПТИМИЗАЦИЯ ВОДНО-ХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ	
Р.Р. Халиков, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа.....	364
27. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ХВОСТОВЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОВОГО КОТЛА, РАБОТАЮЩЕГО НА СЕРОСОДЕРЖАЩЕМ ГАЗЕ	
Ю.Г. Чуркин, УГНТУ, г. Уфа.....	365
28. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ	
Ю.Г. Чуркин, С.В. Китаев, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа.....	367
29. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ.	
А. Шнип, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва.....	369

**СЕКЦИЯ
«РЕСУРСОЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ»**

1. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ	
<i>Т.Э. Галеев, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	372
2. КУСТОВАЯ СИСТЕМА ДИНАМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ КАСКАДОМ ГИДРОЦИКЛОНОВ	
<i>Н.Н. Добряков, Н.М. Жупиков, СамГТУ, г. Самара</i>	374
3. РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ И ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ: ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.	
<i>Д.О. Кадыкова, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва</i>	376
4. ОБОРОТНАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ПОДШИПНИКОВ ТЯГОДУТЬЕВЫХ МЕХАНИЗМОВ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА	
<i>Р.Б. Казыханов, ООО «БГК» Уфимская ТЭЦ-4, г. Уфа</i>	378
5. СНИЖЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОСЛЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ	
<i>Н.А. Каримов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	380
6. ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА КАК ИНСТРУМЕНТ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ	
<i>Р.Р. Каримова, УГНТУ, г. Уфа</i>	382
7. ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ТЕЛЕМЕХАНИКИ И ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ	
<i>Д.Д. Кобзев, Д.В. Пермьяков, УГНТУ, г. Уфа</i>	384
8. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОВОЛОЧНЫХ ИНТЕНСИФИКАТОРОВ В АППАРАТАХ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ	
<i>А.А. Кутушев, И.Ш. Ишкарин, ПАО АНК «Башинефть», г. Уфа</i>	386
9. МНОГОФАКТОРНО-КРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОД К НАХОЖДЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ НАСТРОЙКИ 4-х КАНАЛЬНЫХ ПИ-РЕГУЛЯТОРОВ ДЛЯ ВОДЯНЫХ ОТОПИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ МНОГОЭТАЖНЫХ ЗДАНИЙ	
<i>Ф.Р. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа</i>	388
10. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЁТА ЛИНИИ ГИДРОУКЛОНА С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА	
<i>Е.А. Майоров, О.С. Бушueva, СамГТУ, г. Самара</i>	390
11. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СЕВЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОНДЕНСАЦИИ В ДЫМОВЫХ КАНАЛАХ	
<i>Р.А. Молчанова, И.Э. Пензин, УГНТУ, г. Уфа</i>	392
12. ОЦЕНКА МИНИМАЛЬНОГО ПОГОЛОВЬЯ КРУПНОГО РОГАТОГО СКОТА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ БИОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ	
<i>В.Р. Мухамидова, Р.К. Булатова, УГНТУ, г. Уфа</i>	394
13. ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕГРАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ УДАЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ	
<i>С.С. Патока, УГНТУ, г. Уфа</i>	398
14. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В СИСТЕМАХ КОГЕНЕРАЦИИ С АККУМУЛИРОВАНИЕМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ КРАЙНЕГО СЕВЕРА С ПОМОЩЬЮ РАЗЛИЧНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ	
<i>В.И. Попов, К.Ш. Бикмухаметов, УГНТУ, г. Уфа</i>	398

15. ПРИМЕНЕНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА(ПНГ) ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ <i>Д.В. Рахматуллин, Высшая нефтяная школа Югорского государственного университета, г. Ханты-Мансийск</i>	399
16. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЯЧЕЕК ГРЕТЦЕЛЯ С СЕНСИБИЛИЗАЦИЕЙ НА ОСНОВЕ ПИЩЕВЫХ КРАСИТЕЛЕЙ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИОННОЙ ЖИДКОСТИ [BMIM]BF₆ <i>¹Сапожников Д.Д., ¹Соловьев Б.А., ²Сахаутдинов И.М. ¹УГНТУ, г. Уфа, ²Уфимский Институт химии УФИЦ РАН, г. Уфа</i>	401
17. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК АБСОРБЦИОННОЙ ХОЛОДИЛЬНОЙ МАШИНЫ ET 480 <i>А.В. Семенов, УГНТУ, г. Уфа</i>	403
18. ВЕТРО-СОЛНЕЧНЫЕ ГИБРИДЫ ДЛЯ ПИТАНИЯ РЕТРАНСЛЯТОРОВ И СТАНЦИЙ СВЯЗИ <i>Б.А. Соловьев, Г.К. Гамисония, А.Д. Аюпов, УГНТУ, г. Уфа</i>	406
19. ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ УТИЛИЗАЦИЯ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОГО ТЕПЛА НА НПС/КС ДЛЯ ПИТАНИЯ АВТОНОМНЫХ ДАТЧИКОВ <i>Б.А. Соловьев, Г.К. Гамисония, Б.А. Хузияхметов, УГНТУ, г. Уфа</i>	408
20. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ <i>А.Е. Сосулина, Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, г. Москва</i>	410
21. МАГНИТНЫЕ, ПЬЕЗОМАГНИТНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ НАНОАКТИУАТОРЫ <i>А.Е. Сосулина, К.А. Воробьев, Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, г. Москва</i>	412
22. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ <i>А.М. Сулейманов, Ф.М. Хафизов, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа</i>	414
23. ОБОСНОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОЧЕЛОВ НА ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОБЪЕКТОВ <i>Ф.М. Хафизов, О.О. Филалеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	416
24. ПАРНИКОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ <i>В.А. Христовуло, УГНТУ, г. Уфа</i>	418

СЕКЦИЯ
на базе
НТЦ ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ», г. Уфа

1. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КОНТАКТНОЙ ЛАЗЕРНО-УЛЬТРАЗВУКОВОЙ СТРУКТУРОСКОПИИ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА <i>Ф.А. Алибаев, ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа</i>	421
2. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ 3D-СКАНИРОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА <i>Ф.А. Алибаев, ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа</i>	423
3. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ <i>А.А. Альмухаметов, Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, УГНТУ, г. Уфа</i>	425
4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА ОСНОВЕ МЕТОДА DEA <i>А.А. Афиногентов, СамГТУ, г. Самара</i>	427
5. ПРИМЕНЕНИЕ КВАНТОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ <i>Ахмат Махамат Ахмат, РУДН, г. Москва</i>	429
6. БИОДЕСТРУКЦИЯ И ФИТОТОКСИЧНОСТЬ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ГРУНТОВ <i>Ю.А. Багдасарова, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	431

7. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ ПУТЁМ СОЗДАНИЯ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИМ ОБОРУДОВАНИЕМ	433
<i>А.Е. Баринов, ИХТИ УГНТУ в г. Стерлитамаке</i>	
8. ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ЦИФРОВОЙ (SMART) СЕРТИФИКАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	436
<i>С.И. Вьюнов, А.Н. Шарыпов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
9. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПЕРЕТОКА ПРИ ПЕРЕКЛЮЧЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ	438
<i>Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	
10. СИСТЕМА УПРАВЛЯЕМОГО МИКРОДОЗИРОВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОКЛАДКИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ	440
<i>М.Ш. Гаджиев, УГНТУ, г. Уфа</i>	
11. КОРРОЗИОННЫЕ УГРОЗЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ СТАЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ	442
<i>Н.Н. Глазов, А.В. Гончаров, А.В. Валюшок, ООО «НИИ Транснефть»</i>	
12. О ПЕРСПЕКТИВАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НОВЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ	444
<i>Н.Н. Голунов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	
13. ДИНАМИКА ПАРАМЕТРОВ ПАРОГАЗОВОЙ СРЕДЫ НА ПЕРЕВАЛЬНОЙ ТОЧКЕ КАК РЕЗУЛЬТАТ ГИДРОАКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	446
<i>В.В. Горбунков, Омский государственный технический университет, г. Омск</i>	
14. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВЛИЯЮЩИХ НА ХАРАКТЕР НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАО	448
<i>М.Г. Губайдуллин, Т.А. Туробова, Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск</i>	
15. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ОТЛИВКИ ИЗ СТАЛИ 20Л НА ХАРАКТЕР РАЗРУШЕНИЯ КРЫШКИ КОРПУСА ЗАДВИЖКИ	451
<i>О.А. Задубровская¹, Д.А. Гаврилов¹, И.О. Петрова¹, Н.К. Габдуллин²</i>	
<i>¹ ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, ² НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>	
16. ГИБКОЕ ВЕЙВЛЕТ-СЖАТИЕ ДАННЫХ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РАБОТЫ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК	453
<i>Д.М. Зарипов, Т.А. Ижбулдин, А.Р. Уликанова, УГНТУ, г. Уфа</i>	
17. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	455
<i>Е.Е. Зорин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
18. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ОТКРЫТЫМИ РЕЗЕРВНЫМИ НИТКАМИ	457
<i>А.А. Захаров, А.А. Коршак, И.В. Подливахин</i>	
<i>ПАО «Транснефть», г. Москва, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
19. СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ДОКУМЕНТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ	460
<i>Е.В. Ижикова¹, Е.Е. Фомина², ¹ООО «СПЭБ», г. Москва</i>	
<i>²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	
20. ТЕКУЩИЙ ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ «ВИРТУАЛЬНЫХ» ДАТЧИКОВ КОРРОЗИИ	462
<i>Ф.З. Иралин, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	
21. РАЗРАБОТКА НОВОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ НАГРЕВА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА	464
<i>Д.Е. Казанцев, АО «Транснефть-Север» г. Ухта</i>	

22. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ АСМОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ <i>Р.М. Каримов¹, М.А. Гладких^{1,2}, И.Ф. Гладких², УГНТУ¹, ООО «НПО «Юнисол»², г. Уфа</i>	466
23. ПРИМЕНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗМЫВА ГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ ПОТОКОМ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ <i>Ф.А. Карпов¹, М.З. Ямилев¹, В.В. Пишенин², ¹ НТЦ ООО «НИИ Транснефть», ² Санкт-Петербургский горный университет</i>	468
24. ВЛИЯНИЕ ВАРИАТИВНОСТИ ФАКТОРОВ НА ТОЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ БИНАРНОГО КОМПОЗИТА НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ <i>Е.С. Климанова, А.П. Науменко, Омский государственный технический университет, г. Омск</i>	470
25. ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОВОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО НАГРЕВА НА ПРОДУКЦИЮ ЗАЧИСТКИ РВС <i>Л.А. Ковалева, В.И. Валиуллина, Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа</i>	471
26. ПРИМЕНЕНИЕ КВАНТОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДАХ <i>Корнелиус Тимоти Тевин Танги, Дембеле Модибо, Пака-Бантуд Глуар Шерюбэн, Евграфов Максим Богданович, РУДН, г. Москва</i>	474
27. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРОВ БЕНЗИНА НА АВТОНАЛИВНЫХ ПУНКТАХ <i>А.А. Коршак, А.В. Захарченко, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	476
28. ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВСПЫШКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПРИ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИИ В КАЧЕСТВЕ АБСОРБЕНТА <i>А.А. Коршак, А.В. Захарченко, Ю.В. Лесина, Д.Э. Гатауллин ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа</i>	479
29. РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕТРАНСПОРТА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА <i>О.В. Крайнева, Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова</i>	480
30. КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ПОЛОСТИ ТРЕЩИН В ОБОРУДОВАНИИ <i>А.М. Кузеев, С.А. Васильев, Д.В. Севостьянов, В.А. Гафарова, УГНТУ, г. Уфа</i>	482
31. ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НА ОСНОВЕ ГНСС <i>И.В. Лисовой, Корпорация «Тактическое ракетное вооружение»</i>	484
32. УДАЛЕНИЕ СОЛЕВЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ БЕЗ РЕАГЕНТОВ В РЕЖИМЕ ОНЛАЙН <i>В.В. Лыков, М.Ш. Минцаев, М.С. Сайдумов, И.О. Алиев, А. Индербаев ГНТУ им. акад. Миллионщикова, г. Грозный</i>	486
33. СИСТЕМА ВИБРОКОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ, ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ И ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА <i>А.С. Меркушев, ООО «Инновационные инженерные системы», г. Уфа, М.А. Бикмухаметова, Д.Ф. Габбасов, УГНТУ, г. Уфа</i>	488
34. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАТЕРИАЛОЕМКИХ ФУНДАМЕНТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ <i>Л.Ю. Могильнер, О.А. Придеин ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта», г. Москва</i>	490
35. О НОВЫХ РАЗРАБОТКАХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ <i>Ф.М. Мугаллимов, УГНТУ, г. Уфа, И.Ф. Мугаллимов, В.А. Сафонов ООО «НТФ «ВОСТОКнефтегаз», г. Уфа, Б.Ф. Мугаллимов ПАО «Транснефть», г. Ленск</i>	492
36. МЕТОД СПЕКАНИЯ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ НОВОГО МАТЕРИАЛА <i>А.Р. Муллаянов¹, О.Р. Латыпов² ¹ Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа; ² УГНТУ, г. Уфа</i>	494
37. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕДНО-ГРАФИТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ <i>А.Р. Муллаянов¹, О.Р. Латыпов², Т.В. Малинина¹ ¹ Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа; ² УГНТУ, г. Уфа</i>	496

38. УСТРАНЕНИЕ ДЕФЕКТА НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ ПРИ ПОМОЩИ ВЫРЕЗКИ КАТУШКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ КАМЕРЫ С ПОДГОННОЙ РАМОЙ	498
<i>И.Р. Муртазин, Л.А. Шацкая, СамГТУ, г. Самара</i>	
39. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ	500
<i>Г.И. Мухарямова, Транснефть-Урал, г. Уфа,</i>	
<i>Л.А. Ковалева, Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа</i>	
40. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ВЫСОКОМОЩНОГО СВЕРХПРОВОДЯЩЕГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ	502
<i>А.И. Ненахов, И.Л. Симонов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
41. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	504
<i>А.К. Николаев, А.С. Голунцов, Альберто Турро Брефф,</i>	
<i>Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II</i>	
42. ПРОБЛЕМЫ РЕМОНТА И БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	506
<i>И.Е. Нисковских, В.А. Гафарова, УГНТУ, г. Уфа</i>	
43. МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В НЕФТИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ПРОЦЕССЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ	508
<i>Ю.Н. Олудина¹, М.Е. Артемов¹, Н.Н. Хафизов¹, К.И. Дементьев², П.С. Кузнецов².</i>	
<i>¹ООО «НИИ Транснефть», ²ИНХС РАН</i>	
44. ПРИМЕНЕНИЕ ИК-ФУРЬЕ СПЕКТРОМЕТРИИ ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОКРЫТИЙ	510
<i>И.О. Петрова, П.О. Ревин</i>	
45. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОХРАННЫХ ЗОН МН НА ОСНОВЕ ДАННЫХ АЭРОКОСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ	512
<i>М.В. Петровская, СамГТУ, г. Самара</i>	
46. ВЛИЯНИЕ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР ПРИ НАНЕСЕНИИ И ОТВЕРЖДЕНИИ ЛАКОКРАСОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ	514
<i>П.О. Ревин, А.В. Макаренко, А.А. Губанов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
47. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА	516
<i>А.М. Романов, Г.М. Орлова, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	
48. ВИБРОДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ: СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ	518
<i>Д.Д. Ряснов, Е.С. Монов, РУДН, г. Москва</i>	
49. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА ОБОЛОЧКОВОЙ КОНСТРУКЦИИ ПОСЛЕ РАЗРУШЕНИЯ	521
<i>Б.С. Сейтжапаров, Д.Н. Шерматов, И.Р. Кузеев</i>	
50. АНАЛИЗ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ И ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	524
<i>С.А. Сильвестров¹, Э.А. Шегуров¹, И.Ф. Кантемиров²</i>	
<i>¹ООО «Астрапроект», г. Казань, ²УГНТУ, г. Уфа</i>	
51. ИССЛЕДОВАНИЕ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ РАЗЛИЧНЫХ МАРОК СТАЛЕЙ	527
<i>А.А. Скорняков, Л.И. Зайнуллина, Н.К. Габдуллин, Р.А. Харисов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	
52. ПРОВЕДЕНИЕ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СТЫКОВОГО СВАРНОГО ШВА УТОРНОГО УЗЛА С ТАВРОМ В ОСНОВЕ	529
<i>А.А. Скорняков, Е.Д. Шогин, ООО «НИИ Транснефть» г. Уфа;</i>	
<i>А.Е. Зорин ООО «НИИ Транснефть» г. Москва; И.Ф. Кантемиров ФГБОУ ВО УГНТУ г. Уфа</i>	
53. РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА СТАТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНЫХ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ	531
<i>Е.С. Смольников, УГНТУ, г. Уфа</i>	

54. ПРИМЕНЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПРОМЫСЛА МАЛЫХ ТЕПЛОВЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ НА ПОПУТНОМ НЕФТЯНОМ ГАЗЕ <i>К.В. Стерхов, А.А. Трифонов, А.З. Файзрахманов, АО «Белкамнефть» им. Волкова, г. Ижевск</i>	533
55. ВЫПОЛНЕНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРОДОЛЬНЫХ СВАРНЫХ ШВОВ ТРУБ С ТРЕЩИНАМИ <i>Е.П. Студёнов, А.Е. Зорин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	536
56. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ МНОГОМЕРНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЕМ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ (МТТ) <i>В.К. Тянь, СамГТУ, г. Самара</i>	538
57. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОБОЖДЕНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕРЕДВИЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК <i>Р.Р. Уликанов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	540
58. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ БПЛА ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПЛОЩАДОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» <i>Р.Р. Уликанов, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, Г.Ф. Низамова, Р.Ф. Аминова, Уфимский университет науки и технологии, г. Уфа</i>	542
59. ВЛИЯНИЕ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ УСТАНОВОК КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ СТАБИЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА <i>А.В. Черезов, АО «Транснефть-Урал», г. Уфа</i>	544
60. НЕПРЕРЫВНЫЙ СУТОЧНЫЙ МОНИТОРИНГ КАК ЕДИНСТВЕННЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ОПАСНОГО ВЛИЯНИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ <i>А.В. Черезов, АО «Транснефть-Урал», г. Уфа</i>	546
61. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ БИОПЛЕНКИ ПОЧВЕННОЙ МИКОБИОТЫ ЭКОСИСТЕМЫ НЕФТЕПРОВОДА <i>М.Г. Чеснокова^{1,2}, В.В. Шалай¹, Ю.А. Краус¹</i> <i>1 Омский государственный технический университет, г. Омск</i> <i>2 Омский государственный медицинский университет Минздрава, г. Омск</i>	549
62. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ <i>Е.Ю. Чучева, РУДН им. Патриса Лумумбы, г. Москва</i>	552
63. ОБУЧАЮЩИЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ В НЕФТЕПРОВОД» <i>Р.Г. Шарафиев¹, В. Н. Филиппов¹, В. Б. Барахнина¹, Д.А. Фаттахов²</i> <i>¹УГНТУ, г. Уфа,</i> <i>²Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань</i>	554
64. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ МОНИТОРИНГ КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ДИНАМИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ И НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙ <i>А.А. Шарков, ООО «РУСГЕОТЕХ», г. Москва</i>	556
65. ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ <i>А.А. Шевнин, БФУ им. И. Канта, г. Калининград</i>	558
66. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПАКТНЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ НАКОПЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СТАЛЯХ <i>Д.Н. Шерматов, А.О. Борисов, В.А. Гафарова, И.Р. Кузеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	561
67. МУЛЬТИФРАКТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАК МЕТОД ОЦЕНКИ СВОЙСТВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ <i>Д.Н. Шерматов, Р.О. Кадыров, УГНТУ, г. Уфа</i>	563
68. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ИННОВАЦИИ В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ <i>Ло Шиинь, Абдулай Бердей Барка, РУДН, г. Москва</i>	566

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2025

Материалы

XX Международной научно-практической конференции

19-21 ноября 2025 г.

г. Уфа