

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Электронный сборник тезисов докладов
XI Международной научно-технической конференции,
посвященной памяти доктора технических наук,
профессора Владимира Константиновича Липского
(Новополоцк, 27–28 ноября 2025 г.)

Новополоцк / 2025

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ

«ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ЕВФРОСИНИИ ПОЛОЦКОЙ»

КАФЕДРА ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА И ГИДРАВЛИКИ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ИННОВАЦИОННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

«НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПАРК ПОЛОЦКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА»

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Электронный сборник тезисов докладов
XI Международной научно-технической конференции,
посвященной памяти доктора технических наук,
профессора Владимира Константиновича Липского
(Новополоцк, 27–28 ноября 2025 г.)



Текстовое электронное издание

Новополоцк
Полоцкий государственный университет
имени Евфросинии Полоцкой
2025

УДК 622.69 (063)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Г. Г. ВАСИЛЬЕВ, д-р техн. наук, проф. (председатель);

В. К. ТЯН, д-р. техн. наук, доц.;

П. В. КОВАЛЕНКО, канд. техн. наук, доц.;

Л. М. СПИРИДЕНКО, канд. техн. наук, доц.;

А. Г. КУЛЬБЕЙ, канд. техн. наук, доц. (отв. за выпуск)

Надежность и безопасность транспортирования, хранения и распределения газа, нефти и нефтепродуктов : эл. сб. тез. докл. XI Междунар. науч.-техн. конф., посвященной памяти д-ра техн. наук, проф. Владимира Константиновича Липского Новополоцк, 27–28 нояб. 2025 г. / Полоц. гос. ун-т им. Евфросинии Полоцкой; редкол.: Г. Г. Васильев (пред.) [и др.]. – Новополоцк, 2025. – URL: <https://elib.psu.by/handle/123456789/29637>.

ISBN 978-985-531-930-7.

Представлены результаты современных исследований по ключевым направлениям развития нефтегазовой отрасли, а именно: общие вопросы функционирования систем транспортирования, хранения и распределения углеводородов; цифровые инструменты и программные решения для анализа состояния инфраструктуры и управления рисками; методы проектирования, диагностики и ремонта объектов магистральных и распределительных трубопроводов; инженерные подходы к повышению надежности, энергоэффективности и технологической безопасности газотранспортных и нефтеперерабатывающих процессов; современные исследования в области осложнений при добыче, транспортировании и хранении нефти и газоконденсатов; методики расчета экологических последствий аварий и выбор оптимальных решений по предотвращению загрязнений; новые материалы, технологии и модели, направленные на повышение устойчивости и эффективности отраслевых производственных систем.

211440, ул. Блохина, 29, г. Новополоцк,
Витебская обл., Республика Беларусь,
тел. 8 (0214) 59 95 47

ISBN 978-985-531-930-7

©Полоцкий государственный университет
имени Евфросинии Полоцкой, 2025

Для создания текстового электронного издания «Электронный сборник тезисов докладов XI Международной научно-технической конференции, посвященной памяти доктора технических наук, профессора Владимира Константиновича Липского “Надежность и безопасность транспортирования, хранения и распределения газа, нефти и нефтепродуктов”» использованы текстовый процессор Microsoft Word и программа Adobe Acrobat XI Pro для создания и просмотра электронных публикаций в формате PDF.

**Надежность и безопасность
транспортирования, хранения и распределения
газа, нефти и нефтепродуктов**

Электронный сборник тезисов докладов
XI Международной научно-технической конференции,
посвященной памяти доктора технических наук,
профессора Владимира Константиновича Липского
(Новополоцк, 27–28 ноября 2025 г.)

Техническое редактирование и верстка *С. Е. Рясовой*.

Компьютерный дизайн: *отдел по связям с общественностью*.

Подписано к использованию 21.11.2025.

Объем издания: 3,4 Мб. Заказ 453.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования «Полоцкий государственный университет
имени Евфросинии Полоцкой».

Свидетельство о государственной регистрации
издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/305 от 22.04.2014, перерегистрация от 24.08.2022.

ЛП № 02330/278 от 08.05.2014.

211440, ул. Блохина, 29,
г. Новополоцк,
Тел. 8 (0214) 59-95-41, 59-95-44
<http://www.psu.by>

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Титова А. В. Цифровизация при формировании риск-ориентированного мышления.....	8
Борисов Д. Р. Цифровые решения в области проведения технического обслуживания и ремонта трубопроводной арматуры	10
Котов В. М. Организация и выполнение воздушного обследования на объектах ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»	11
Серкибаев Р. Е. Отсутствие норм в области малотоннажного хранения сжиженного природного газа	12
Синькевич И. А. Цифровая трансформация на практике, как учётная система ERP меняет работу предприятия	14
Петроченко И. О., Бекерова А. Л., Мателенок А. П. Использование системы CVSS для оценки уязвимостей и повышения защищенности web-ресурсов нефтеперерабатывающих предприятий	16
Казимирский Н. М. Организация взаимодействия РУП «Могилевоблгаз» с учреждениями образования	19
Исмайлова Ф. Б., Агасенли М. М., Гябибли П. А. Диагностика осаждения дисперсной фазы в мультифазных гравитационных потоках	21
Аббасова Л. А. Исследование влияния ультразвуковых и физико-химических методов на температуру замерзания высокопарафинистых нефтей.....	22
Абдуллаева З. А. Исследование влияния новой композиции на устойчивую нефтяную эмульсию.....	24
Лебедь А. Д., Матвеев В. И., Терентьева М. В. Обработка изображений с камер видеонаблюдения и распознавание образов происходящих событий на нефтеперекачивающих станциях	26
Алескеров Г. А., Сулейманлы Я. Б., Аскерова Р. И. Современные методы и оборудование для контроля реологических свойств высоковязкой нефти при ее добыче и транспортировке	27
Гулиева Т. Осложнения при транспортировке газоконденсатных потоков по подводным трубопроводам	29
Омарова А. Ш. Освоение скважин многоступенчатым эжектированием	30

Секция 2

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Савельева В. О. Формирование программ обследования и ремонта линейной части магистральных газопроводов по результатам внутритрубной диагностики и коррозионного обследования	32
---	----

Батуро А. В. Критерии и приоритетность выбора дефектов при формировании программы обследования и ремонта линейной части магистральных газопроводов по результатам внутритрубной диагностики	34
Кулаго А. В., Жукова А. А. Современное ультразвуковое оборудование и гибкие цифровые детекторы для контроля технического состояния объектов транспортирования газа и нефтепродуктов	35
Бердашкевич В. В., Кульбей А. Г. Опыт оценки расчетной коррозионной активности грунтов для систем электрохимической защиты	37
Федерова В. В. Современные методы ремонта трубопроводов, мобильные системы транспортирования и хранения. Оборудование для термообработки сварных соединений	39
Рогов Н. М., Спиридёнок Л. М. Повышение надёжности газораспределительных станций со сроком эксплуатации больше 30 лет	41
Ревунов Е. А. Повышение энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов ГТК-10-4 на основе контроля геометрии проточной части турбины в ремонтном цикле.....	43
Терегулов М. Р., Тян В. К. Модернизация узла сопряжения стенки с днищем вертикального стального резервуара	45
Загорнова Д. В., Яковлева А. В. Система автоматизированного проектирования линейной части магистрального нефтепровода	47

Секция 3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Струцкий Н. В. Определение норм потерь природного газа на объектах газораспределения в условиях внедрения современных технологий	49
Струцкий Н. В., Сайко А. М. Разработка концепции диспетчеризации энергоресурсов в системе ГПО «Белтопгаз»	51
Воробей А. В., Жупина А. О., Михачёв А. Н. Особенности контроля остаточной толщины стенки трубопроводов цифровым радиографическим методом	53
Котяшев Г. Г. Система разработки низконапорного газа как основной фактор повышения энергоэффективности эксплуатации осиповичского ПХГ	55
Мажуга Е. Г. Использование результатов ВТД в системе управления техническим состоянием линейной части МГ ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»	57
Сироткин И. Н. Диагностика оборудования и технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»	59
Рудковский А. Т. Диагностика объектов газораспределительной системы в условиях современных требований	61
Янушонок А. Н., Снарский А. С. Обеспечение безопасности магистральных нефтегазопроводов за пределами нормативного срока службы путем восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений	62
Козлов А. А., Черный А. Н. Техническое диагностирование запорной арматуры	65
Родина А. С., Зоров С. С., Мокшин И. Н., Великанова Ю. В. Выделение асфальтенов из нефти.....	67
Харбизаде М. Е., Искендеров Э. Х. Метод предотвращения образования гидратов в газопроводе на газоконденсатных месторождениях	69

Искендеров Э. Х., Шукрлу М. Ф. Гидродинамическое исследование облитерированных ламинарных течений	71
Тян В. К., Бельснер М. В. Автоматизированная камера запуска очистных устройств (АКЗОУ), обеспечивающая эксплуатационную безопасность персонала	73
Гимадеева Л. А., Коннов В. А., Землеруб Л. Е. Определение содержания механических примесей в нефти	75
Заворохин В. И., Терентьева М. В. Автономная система поддержания температуры нефти в резервуаре с использованием солнечных панелей	77
Давыдов И. А., Яворская Е. Е. Формирование оптимальной последовательности методов по устранению мест недозащиты для обеспечения нормативной защищенности газопроводов.....	78
Логинов В. А., Яворская Е. Е. Сравнительный анализ способов газоснабжения потребителей в период останова газопровода-отвода к ГРС	81
Никитина С. Р., Любаева К. А. Автоматическая система дистанционного выявления утечек из РВС и контроля напряжённо-деформированного состояния первого пояса стенки РВС	82
Багиров А. Адаптивное технологическое моделирование реконструкции компрессорных станций подземных хранилищ газа	84
Воронин А. Н., Гринь А. А. Начальные технологические параметры при транспортировании высокопарафинистой нефти.....	86
Короленок В. А., Ревазов А. М. Факторы количественного анализа технологического риска эксплуатации газопроводов	88
Позднышева А. А., Самарин И. В., Короленок А. М. Вопросы измерения производительности в подразделениях газотранспортной системы	90
Кузнецов М. С. Управление ресурсом дизельных двигателей насосных агрегатов через контроль гидролитической стабильности моторных масел.....	92
Бердашкевич В. В., Леонович И. А. Разработка риск-ориентированной методики оценки технического состояния распределительных газопроводов	94
Алескеров Г. А., Рустамзаде Дж. С. Потери СУГ при эксплуатации на ГНС и загрязнение экосистемы	96
Гурбанов А. Н., Сардарова И. З. Подготовка к переработке и очистка нефтяных и природных газов от сероводорода и двуокиси углерода	98
Гурбаменов А. Н., Алиев Дж. Р. Механизм образования и методы борьбы с асфальтено-смолисто-парафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании.....	100
Исмаилов Р. А., Мустафаев В. Т. Особенности движения газовых потоков в упруговязких трубах	102
Бердашкевич В. В., Леонович И. А. Определение типов грунтов и их коррозионной активности с использованием методов искусственного интеллекта.....	104
Гасымзаде А. В., Халилзаде Р. Р. Исследование процесса деэмульсации обводнённой нефти месторождения Мурадханлы	106
Гурбанов Г. Р., Zhang Yu Xin Исследование влияния нового реагента на коррозию от сероводорода	108
Бутовка А. Н. Методика оценки остаточного ресурса надземных трубопроводов на основе вероятностного подхода	110
Гурбанов Г. Р., Zhang Yu Xin Исследование коррозионно-защитных свойств «зеленого» ингибитора в зависимости от pH среды	112

Пашаева С. М. Влияние депрессорных присадок Difron-4201 и Difron-3970 на температуру замерзания масляных смесей	114
Sultanov E. F., Sultanova N. F. Investigation of sulfate-reducing bacteria in produced water from the "Neft Daslari" OGED wells	116
Семиткина Е. В., Терентьева М. В., Кривов В. Е. Моделирование участка магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов	118
Щеголев Д. А. Применение нового подхода для запасовки СОД в мобильные и временные камеры пуска.....	120
Воронин А. Н., Кондратюк А. Д., Бословяк С. В. Зависимость потребляемой мощности магистрального насосного агрегата от объема технологической смеси нефтепродуктов	122
Воронин А. Н., Сарело Д. М. Перспективное использование гидрофобных внутренних покрытий в трубопроводном транспорте	124
Кульбей А. Г., Янушонок А. Н., Воронин А. Н., Бердашкевич В. В. Опыт исследований по снижению риска внутренней коррозии магистральных нефтепроводов при низкой загрузке технологических участков	126

Секция 4

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Бердашкевич В. В., Кульбей А. Г. Опыт работы по определению объёма нефтепродуктов, попавших в водный объект, с учётом концентрации загрязнителя	128
Бердашкевич В. В., Кульбей А. Г. Опыт работы по оценке величины загрязняющих веществ при аварийных утечках топлива	130
Дроняев О. И. Рекомендации по применению метода «Анализ опасности и работоспособности» на этапе проектирования опасных производственных объектов	131
Алешин Н. О., Кочеткова В. А. Модифицированные ультраволокнистые нетканые материалы на основе поликлатида в качестве сорбентов для ЛАРН	133
Кульбей А. Г., Бердашкевич В. В., Rogov Н. М. Опыт работы по выбору месторасположения рубежа для сбора нефти при аварийных ситуациях на подводных переходах нефтепроводов	134
Алескеров Г. А., Рустамзаде Дж. С. Технология получения синтетического газа и повышение эффективности сгорания	136
Невзорова А. Б., Невзоров В. В., Сюэ Пэн Разработка концепции управления рисками загрязнения окружающей среды на объектах транспортирования нефти	138

Секция 1

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 004.9

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО МЫШЛЕНИЯ

А. В. ТИТОВА

*ПРУП «Гроднооблгаз»,
Гродно, Беларусь*

Культура безопасности – это совокупность убеждений, представлений и ценностей, которые разделяют сотрудники в отношении рисков внутри предприятия, например на рабочем месте.

Культура формируется через коллективные действия и взаимодействие сотрудников в процессе выполнения работ.

Сотрудники должны осознанно подходить к соблюдению правил безопасности, так как одним из ключевых показателей эффективного производства является безопасность.

Для оценки уровня культуры безопасности взят опыт компании – одной из лидеров производственной безопасности – «Дюпон», а именно модель оценки «Кривая Бредли».

Суть которой сводится к следующему: чем больше совместных усилий приложено для обеспечения безопасных условий труда, обучения персонала, изменения мышления каждого сотрудника предприятия, тем меньше вероятность возникновения инцидентов и получения травм.

Одно из направлений по развитию рискориентированного мышления – поведенческий аудит безопасности, который представляет собой механизм обеспечения безопасности, включающий процесс наблюдения за поведением рабочего при выполнении производственных заданий с последующей, мотивирующей или обучающей беседой руководителя с наблюдаемым работником с целью выявления и предупреждения опасных действий или поощрения безопасного поведения работников.

С целью формирования высокого уровня доверительных отношений между аудитором-руководителем и работником, было принято решение не применять дисциплинарные меры в случае выявления нарушений. Однако в процессе проведения ПАБ мы столкнулись с проблемами, которые необходимо было решать.

Следующим этапом на пути к развитию культуры безопасности и формированию рискориентированного мышления стала разработка программных комплексов «Найди опасность» и «3D модель визуализации опасностей и рисков», которые направлены на повышение уровня рискориентированного мышления и организации нестандартного подхода к проведению проверок знаний, ознакомления с опасностями и рисками.

Для повышения уровня формирования безопасного поведения работников на рабочих местах, применяя корпоративные знаки безопасности, был разработан программный комплекс «3D модель визуализации опасностей и рисков», который направлен на ознакомление работника с опасностями и рисками на рабочем месте посредством просмотра небольшого видеоролика, в ходе которого визуально, используя реальную панорамную фотографию рабочего места работнику доводится информация о зонах, оборудовании, при работе с которыми могут возникнуть риски и опасные ситуации.

Следующий программный комплекс «Найди опасность» разработан для практических отработок навыков определения и выявления опасных ситуаций и опасных действий на рабочих местах, который позволяет выполнять виртуальное обследование рабочего места, где смоделированы опасные ситуации.

Еще одним направлением на пути к развитию культуры безопасности явилось разработка Чат-Бот «Опасность». Данный механизм взаимодействия с работником направлен на повышение уровня доверительных отношений между работником и его руководителем.

ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

Д. Р. БОРИСОВ

*Инженерно-технический центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

Для обеспечения работоспособности и постоянного учёта технического состояния ТПА объектов магистральных газопроводов, а также для повышения надёжности ТПА была поставлена задача организовать выполнение регламентных работ на ТПА и учёт результатов их проведения через программное обеспечение Wiserep.

Вопрос повышения надёжности ТПА является одним из приоритетных и обеспечивается своевременными и качественными техническим обслуживанием, диагностированием, ремонтом и анализом технического состояния ТПА.

Рассмотрено использование программного обеспечения Wiserep при планировании и выполнении регламентных работ с ТПА, которое позволяет контролировать качество и срок выполняемых работ, проводить фото- и видеофиксацию выполняемых операций и обнаруженных неисправностей, а также автоматизировать отчётность за определённый период времени.

Внедрению данного программного обеспечения способствовала необходимость повышения качества эксплуатации ТПА и своевременное обнаружение и учёт неисправностей. Была организована синхронизация результатов проведения регламентных работ ТПА с базой данных, в которой отображаются выявленные неисправности.

В работе представлены результаты проведения регламентных работ, согласно которым ежегодно выявляется неисправная ТПА, при этом за последние 3 года наблюдается тенденция к снижению количества выявляемых неисправностей вследствие выполнения своевременного ТО в полном объёме с обязательной фиксацией в программном обеспечении Wiserep.

Рассмотрена разработка отдельного сайта по ТПА, содержащего ссылки на базу данных, схему алгоритма работы с ТПА на различных стадиях эксплуатации, статистические данные по различным направлениям, а также ссылки на основную нормативную и эксплуатационную документацию, включая руководства по эксплуатации ТПА всех типоразмеров и производителей.

Данные решения позволяют повысить качество проведения регламентных работ силами эксплуатирующих служб филиалов, получать оперативную информацию о состоянии ТПА, планировать проведение работ по диагностированию, ремонту и замене ТПА, а также проводить сводный анализ технического состояния ТПА объектов Общества с целью выявления коренных причин возникновения неисправностей и формирования мероприятий по улучшению технического состояния ТПА.

ОРГАНИЗАЦИЯ И ВЫПОЛНЕНИЕ ВОЗДУШНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»

В. М. КОТОВ

*Филиал «Инженерно-технический центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов магистральных газопроводов и предотвращения аварий и инцидентов, а также выявления мест эмиссии метана филиал «Инженерно-технический центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» выполняет работы по мониторингу охраняемых зон и зон минимальных расстояний объектов магистральных газопроводов при помощи летательных аппаратов.

Существует два основных направления:

1. Воздушное обследование при помощи беспилотных авиационных комплексов.
2. Приборное обследование дистанционным лазерным детектором метана «ДЛС-Пергам ALMA G4».

В филиале «Инженерно-технический центр» в 2021 году организована лаборатория по воздушному обследованию магистральных газопроводов.

Для организации обследования трасс МГ в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-344 приобретены беспилотные авиационные комплексы «Борей 10» и «Борей 20» белорусского производства. Для мониторинга утечек метана приобретен и успешно применяется данный прибор «ДЛС-Пергам ALMA G4».

Внедрение собственного подразделения способствовало самостоятельному выполнению патрулированию магистральных газопроводов с последующим выполнением следующих работ:

Фотосъемка и создание ортофотопланов трасс магистральных газопроводов с точностью координатной привязки не хуже 20 см. Выполнение данного вида работ необходимо для реализации проекта «Информационно-управляющей системы транспортировки газа и газового конденсата (ИУС Т) ПАО Газпром.

Видеосъемка в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-344 с последующим составлением карточек нарушений охраняемых зон и зон минимальных расстояний.

Приборное обследование позволяет оперативно выявлять места эмиссии метана с последующим составлением отчёта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Положение о воздушном патрулировании трасс магистральных трубопроводов: СТО Газпром 2-2.3-344-2016 – 63 с.
2. Дистанционный лазерный детектор метана «ДЛС-Пергам ALMA G4» Эксплуатация. Порядок Организации и проведения: СТП СФШИ.02.131-2022 – 27 с.
3. Руководство по эксплуатации «Борей-10»: ГШФЮ.6402.07.00 РЭ – 36 с.

ОТСУТСТВИЕ НОРМ В ОБЛАСТИ МАЛОТОННАЖНОГО ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Р. Е. СЕРКИБАЕВ

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

На сегодняшний день сжиженный природный газ (СПГ) является одним из перспективных энергоносителей, который активно используется в энергетике, транспорте и промышленности. Однако отсутствие унифицированных и чётких нормативно-правовых актов в области малотоннажного хранения создаёт серьёзные риски для безопасности, экономической эффективности и устойчивого развития энергетической отрасли [1]. В данном исследовании рассмотрены основные проблемы, связанные с отсутствием единых норм, приведен анализ международных и отечественных практик.

В нашей современности большая часть объектов производства и хранения СПГ держится на зарубежных нормативных стандартах, подавляющее большинство которых разработана европейскими странами, а также Америкой. Это происходит из-за того, что первые крупные проекты были реализованы именно за рубежом, соответственно и первые провалы и неудачи имели место быть. Чтобы обеспечить достаточную безопасность и надежность систем производства и хранения СПГ были разработаны основные нормативные документы.

Самыми крупными и наиболее охватывающие сферу СПГ в рамках производства и хранения нормативными документами можно назвать:

- NFPA 59A (ANSI/NFPA 59A) – «Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)» («Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа (СПГ)», разработанный в США [2];

- EN 1473 – «Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations» («Установки и оборудование для сжиженного природного газа. Проектирование наземных установок»), принятый в Европейском союзе [3].

Первый документ в основе является сводом правил, охватывающим как можно больше тем, связанных с производством и хранением СПГ. В него входит все, от выбора места и проектирования комплексов до анализа угроз для населения и окружающей среды при работе предприятия. Важно отметить, что данный нормативный документ освещает создание систем приема, хранения и регазификации СПГ в малотоннажном сегменте, то есть объемом хранимого продукта до 1000 м³. Данный норматив содержит нормы по организации работы объектов, их обслуживанию и обучению персонала.

Чтобы индустрия СПГ в Российской Федерации вышла на новый уровень, необходимо сформировать комплексную систему стандартов. Такая система должна включать в себя конкретные требования к процессу проектирования, производства, проведения испытаний и эксплуатации различного оборудования.

Важным этапом на пути развития нормативной базы стало принятие в 2015 году государственного стандарта РФ – ГОСТ Р 56352–2015 «Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности». Этот документ во многом перекликается с американским стандартом NFPA 59A (NEQ), однако не охватывает его в полном объёме.

При сравнении с американским аналогом можно отметить, что в российском ГОСТе значительно меньше отсылок к дополнительным нормативным документам. Кроме того,

среди используемых нормативных ссылок встречаются документы, принятые ещё в 1976, 1987 и 1988 годах. Это свидетельствует о том, что существующая нормативная база не в полной мере отвечает современным требованиям технического регулирования.

Отдельно стоит упомянуть ГОСТ Р 55892–2013 – документ, который фокусируется на объектах, связанных с малотоннажным сегментом СПГ. В ГОСТе описаны требования к сооружению малотоннажных резервуаров для хранения СПГ [4].

Действие данного ГОСТа распространяется на установки, которые соответствуют следующим параметрам: суммарная масса хранимого СПГ не превышает 200 тонн; объём резервуаров не более 260 м³; давление в резервуарах не выше 0,8 МПа.

Отсутствие нормативной базы для резервуаров объёмом свыше 260 м³ в сфере малотоннажного хранения СПГ свидетельствует не только об отсутствии современных конструкций и технических решений, но и создаёт препятствия для развития газификации и повышения автономности. Отсутствие нормативной базы, также мешает увеличивать объём систем приема хранения и регазификации за счет увеличения единичного объема резервуарного парка.

Существующие государственные стандарты, хотя и вносят определённый вклад в регулирование отрасли, не покрывают весь спектр вопросов, связанных с малотоннажным хранением СПГ. В частности, нет нормативных актов для резервуаров объёмом свыше 260 м³, что свидетельствует о пробелах в техническом регулировании и нехватке современных решений в этой области.

Учитывая растущий интерес к использованию СПГ и необходимость повышения энергетической безопасности страны, разработка новой нормативной документации для безопасного малотоннажного хранения СПГ в России является насущной задачей. Такая документация должна: учитывать передовой международный опыт (например, стандарты NFPA 59A и EN 1473); отражать современные технические решения и конструкции для хранения СПГ; устанавливать чёткие требования к проектированию, строительству, эксплуатации и техническому обслуживанию объектов малотоннажного хранения; обеспечивать баланс между безопасностью, экономической эффективностью и потребностями рынка.

Разработка и внедрение комплексной нормативной базы позволит: минимизировать риски аварий и других инцидентов при работе с СПГ; стимулировать развитие технологий малотоннажного хранения в России; расширить возможности для газификации регионов и повышения их энергетической автономности; создать благоприятные условия для инвестиций в отрасль; обеспечить соответствие российской практики международным стандартам.

Таким образом, создание нормативной документации для безопасного малотоннажного хранения СПГ – необходимый шаг на пути к развитию современной, безопасной и эффективной энергетической отрасли в России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федорова, Е. Б. Анализ современного состояния стандартизации в области сжиженного природного газа / Е.Б. Федорова, В.Я. Кершенбаум // Газовая промышленность. – 2017. – №3. – С.109–115.
2. NFPA 59A: Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and> (дата обращения: 01.10.2025).
3. BS EN 1473:2016 Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=000000000030297214> (дата обращения: 01.10.2025).
4. ГОСТ Р 55892-2013 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ НА ПРАКТИКЕ, КАК УЧЁТНАЯ СИСТЕМА ERP МЕНЯЕТ РАБОТУ ПРЕДПРИЯТИЯ

И. А. СИНЬКЕВИЧ

УП «Минскоблгаз»

Минск, Беларусь

Наша структура включает 26 обособленных подразделений, в том числе аппарат управления, и порядка 3 тысяч сотрудников. Мы – одно из крупнейших газоснабжающих предприятий страны по общей длине газопроводов (13 800 км) и числу потребителей (более 544 636 газифицированных квартир).

Исходные вызовы.

Перед внедрением ERP стояла задача: объединить учёт в многочисленных подразделениях с разной спецификой – от газовой сферы до сельского хозяйства, производства и транспорта. При этом существующие программные решения на Delphi были морально устаревшими и не могли быть полноценно интегрированы.

Цели автоматизации.

Автоматизировать бухгалтерский, финансовый и управленческий учёт, расчёт зарплаты и кадровый учёт, работу с потребителями газа (природный и доставка сжиженного соответственно) и документооборот на предприятии.

Этапы реализации проекта.

1. Создание рабочих групп, формирование технического задания.
2. Разработка и тестирование решений.
3. Настройка данных, обучение пользователей, подготовка методических материалов.
4. Загрузка данных, опытно-промышленная эксплуатация, устранение замечаний.
5. Сопровождение и развитие системы.

Инструменты конвертации данных.

Основные средства – COM-соединение, API и ADODB-коннектор для внешних устройств.

Система взаимодействия.

Используется взаимодействие между 1С Биллинг, 1С ДО, 1С ERP, сервисами ПУ «АйТи-Газ» (Мириада, Автопарк, Дельта, СУОТ) и внешними источниками данных (ЭЧСЧФ, телеметрия, данные с приборов и др.).

Зарплатный модуль.

Вся зарплата, включая сдельную, рассчитывается в ERP по первичным данным.

Обработка данных.

Система обрабатывает информацию свыше 500 тыс. физических лиц, ведёт учёт по многочисленным юридическим лицам (~1660 шт.), доставленным баллонам СУГ, оборудованию, срокам поверки и необходимой аналитики. Согласование заявок.

Механизм позволяет отслеживать и согласовывать заявки на расходование средств, с анализом на каждом этапе ответственными специалистами с разными правами доступа. Отслеживается движение ТМЦ от плана закупок до исполнения.

Отчётность

Гибкая система построения отчётов позволяет контролировать все необходимые показатели в том числе, объёмы расхода газа и количество доставленных баллонов СУГ.

1С Аналитика.

Руководитель за несколько секунд формирует сводные отчёты по регламентированному и оперативному учёту за несколько лет по счетам и аналитикам с помощью 1С Аналитики.

Сложности проекта.

- Значительные затраты на серверное оборудование и защищённые каналы связи;
- Повышенная нагрузка на сотрудников в период внедрения;
- Необходимость подготовки и обновления методических материалов;
- Требования к наличию квалифицированных специалистов для администрирования.

Результаты.

- Сокращены сроки обработки и выдачи актуальной информации;
- Автоматизирован расчёт стоимости газа для потребителя;
- Улучшен контроль оплат и задолженностей.

Выводы.

Внедрение единой системы 1С ERP позволяет:

- Детально планировать затраты и ТМЦ на будущее;
- Обеспечить прозрачность цепочек поставок и отслеживание ТМЦ;
- Усилить контроль сроков хранения и условий ТМЦ;
- Отслеживать логистику и маршруты в реальном времени;
- Подключать внешние модули;
- Получать качественную статистику без привлечения дополнительных экспертов;
- Упрощать обучение новых сотрудников;
- Дополнительный контроль медицинских осмотров и дисциплинарных проступков и взысканий;
- Резервирование товаров для аварийного запаса и объектового резерва.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ CVSS ДЛЯ ОЦЕНКИ УЯЗВИМОСТЕЙ И ПОВЫШЕНИЯ ЗАЩИЩЕННОСТИ WEB-РЕСУРСОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

И. О. ПЕТРОЧЕНКО, А. Л. БЕКЕРОВА, канд. пед. наук, доц. А. П. МАТЕЛЕНОК

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь*

Современные информационные технологии непрерывно развиваются, что приводит к усложнению архитектуры информационных систем и увеличению числа потенциальных уязвимостей. На фоне роста количества кибератак, нацеленных на нарушение конфиденциальности, целостности и доступности информации, возрастает потребность в эффективных средствах анализа защищенности [1]. Поэтому к числу актуальных задач управления информатизацией на объектах транспортирования, хранения и распределения газа, нефти и нефтепродуктов относится разработка подходов, обеспечивающие системную и количественную оценку выявленных уязвимостей. Для обеспечения системного подхода к решению обозначенной проблемы необходимо написать программное обеспечение основанное на подходе позволяющую проводить системную и количественную оценку выявленных уязвимостей. Одним из таких подходов является Common Vulnerability Scoring System – широко распространенная методика, предназначенная для стандартизированной оценки степени критичности уязвимостей на основе множества факторов. **CVSS** – это стандарт для оценки критичности уязвимостей в информационных системах. С момента своего появления CVSS прошла несколько значительных изменений, адаптируясь к новым вызовам в области кибербезопасности.

Для понимания развития стандарта начнем с третьей версии – CVSS v3.1, которая стала широко применяться благодаря своей простоте и трехуровневой структуре оценки, изображенной на рисунке 1. Однако со временем выявились ограничения этой модели, и для более точной оценки в 2023 году была представлена новая версия – CVSS v4.0

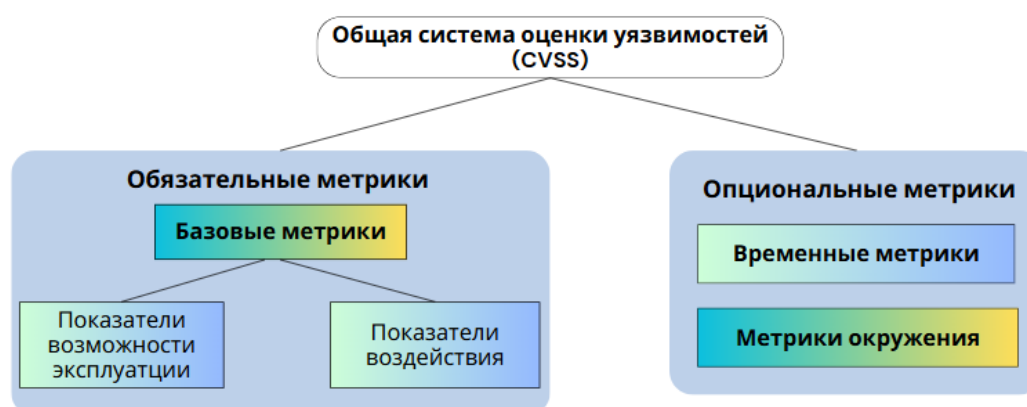


Рисунок 1. – Метрики CVSS v3.1

CVSS версии 3.1 использует трехуровневую структуру оценки, включающую следующие группы метрик: базовые (Base Metric Group), временные (Temporal Metric Group) и окружения (Environmental Metric Group).

Переходя к анализу базовых метрик, первой будет рассмотрена метрика «Вектор атаки (AV)». Она отражает степень удаленности потенциального злоумышленника от уязвимого компонента.

Чем менее ограничен доступ к целевой системе и чем дальше может находиться атакующий для успешной эксплуатации уязвимости, тем выше уровень риска, что, в свою очередь, увеличивает итоговую оценку критичности. После определения возможной удаленности атакующего, при помощи вектора атаки, важным аспектом остается оценка сложности самой атаки, то есть тех условий, которые должны быть выполнены помимо воли злоумышленника. Эти параметры отражаются в следующей базовой метрике – «Сложность атаки (АС)».

Важной характеристикой, влияющей на успешность эксплуатации уязвимости, является уровень доступа, которым должен обладать злоумышленник до осуществления атаки. Этот параметр оценивается с помощью метрики «Требуемый уровень привилегий (PR)». Она показывает, насколько глубоко атакующий должен быть интегрирован в систему для проведения атаки: от полного отсутствия доступа до административных прав. Чем меньше требуемых привилегий, тем выше потенциальная опасность уязвимости, и, соответственно, выше итоговая оценка. Кроме технических характеристик уязвимости, важным фактором является необходимость участия пользователя в процессе атаки. Данный аспект отражается в метрике «Взаимодействие с пользователем (UI)». Она определяет, может ли злоумышленник выполнить атаку самостоятельно или требуется какое-либо действие со стороны другого пользователя, например, открытие вредоносного файла или установка программы. Отсутствие необходимости взаимодействия с пользователем увеличивает опасность уязвимости, а следовательно – и итоговую оценку. После рассмотрения необходимости участия пользователя в атаке, логично перейти к следующей важному параметру – «Область воздействия уязвимости (S)». Эта метрика отражает, ограничивается ли воздействие уязвимости рамками одного компонента или может распространяться на другие компоненты, находящиеся под управлением различных механизмов безопасности. Метрика «Влияние на конфиденциальность (C)» отражает степень нарушения конфиденциальности при успешной эксплуатации уязвимости. Необходимой метрикой группы воздействия является «Влияние на целостность (I)». Целостность информации означает ее достоверность, неизменность и защиту от несанкционированного изменения. Данная метрика оценивает последствия нарушения целостности в результате успешной атаки и, как и в случае с конфиденциальностью, оказывает влияние на итоговую оценку уязвимости. Наряду с конфиденциальностью и целостностью, третьей ключевой характеристикой, оцениваемой в рамках группы метрик воздействия, является «Влияние на доступность (A)». Доступность означает возможность своевременного и непрерывного доступа к информационным ресурсам системы. Данная метрика отражает последствия для доступности системы или ее компонентов в случае успешной атаки.

Оценка базовых метрик позволяет определить фундаментальную степень критичности уязвимости, исходя из ее технических характеристик. Однако на практике уровень угрозы, связанный с конкретной уязвимостью, может изменяться со временем под влиянием различных внешних факторов. Именно для учета таких изменений в системе CVSS предусмотрена группа временных метрик. Эти метрики учитывают три ключевых аспекта: степень проработанности и доступности эксплойта, наличие официального исправления, а также достоверность информации об уязвимости. Их использование не является обязательным, однако при задании значений временных метрик итоговая оценка становится более точной и реалистично отражает актуальный уровень риска на конкретный момент времени.

Разработанный программный продукт для оценки уязвимостей и повышения защищенности web-ресурсов нефтеперерабатывающих предприятий предоставляет набор функций, обеспечивающих пассивный аудит безопасности веб-приложений, анализ уязвимостей и удобное управление результатами. Ниже перечислены ключевые функции и их назначение:

1. Пассивное сканирование веб-сайта.

Функция `scan_website(url)` выполняет пассивный анализ веб-приложения путем сбора HTTP-заголовков, выявления используемых технологий (например, CMS или серверное ПО).

2. Расчет CVSS-оценок.

Функция `calculate_cvss` реализует алгоритм расчета CVSS v3.1, принимая метрики атаки, сложности, прав доступа и влияния, и отображает итоговую оценку риска с категорией в интерфейсе.

3. Поиск уязвимостей в базе NVD.

Функция `get_cve_for_tech` отправляет запрос к API NVD, используя ключевое слово, основанное на обнаруженной технологии, и возвращает список уязвимостей (CVE) с их идентификаторами и оценками критичности.

4. Проверка SSL/TLS-сертификатов.

Функция `check_ssl` анализирует SSL/TLS-сертификат веб-приложения, извлекая информацию о его валидности, дате истечения и издателе, что позволяет оценить безопасность сетевого соединения.

5. Анализ HTTP-заголовков.

Функция `analyze_headers` анализирует HTTP-заголовки, выявляя отсутствие защитных заголовков (например, CSP, HSTS) или наличие уязвимостей, таких как раскрытие информации о сервере.

CVSS Risk Evaluator, разработанный в рамках представленных материалов, ориентирован на пассивный сбор информации и последующий анализ рисков на основе стандарта CVSS. Программа использует открытые источники данных (веб-сайт и API базы NVD), но все вычисления выполняются локально, что обеспечивает автономность, приватность и гибкость оценки. Пользователь получает возможность вручную управлять метриками и просматривать историю сканирований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Саевич, С. Г. Сравнительная характеристика подходов мониторинга и управления компьютерными сетями / С. Г. Саевич, А. П. Мателенок // Наука – образованию, производству, экономике : Материалы 77-й Региональной научно-практической конференции преподавателей, научных сотрудников и аспирантов, Витебск, 28 февраля 2025 года. – Витебск: Витебский государственный университет им. П. М. Машерова, 2025. – С. 43–45. – EDN CLWTHI.

**ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РУП «МОГИЛЕВОБЛГАЗ»
С УЧРЕЖДЕНИЯМИ ОБРАЗОВАНИЯ**

Н. М. КАЗИМИРСКИЙ

РУП «Могилевоблгаз»,

Могилев, Беларусь

1. Работа с учреждениями среднего образования. Профориентационные мероприятия.

В целях проведения профориентационной работы, популяризации профессии рабочих и целевой подготовки РУП «Могилевоблгаз» проводится следующая работа:

– информация о целевой подготовке была размещена на внутреннем сайте предприятия, а также в социальных сетях (Instagram, Facebook, Telegram-канал);

– специалистами РУП «Могилевоблгаз» проводятся встречи с учениками (выпускниками) общеобразовательных школ и гимназий как на базе предприятия, так и в учреждениях общего среднего образования;

– между РУП «Могилевоблгаз», МОУВО «Белорусско-Российский университет», ГУО «Средняя школа № 18 г. Могилева», ГУО «Могилевская городская гимназия № 1», ГУО Средняя школа №4 г. Горки» заключены договора о сотрудничестве (созданы инженерные классы, которые функционируют с 01.09.2024).

– проводятся совместные мероприятия с учащимися данных инженерных классов по теме факультативных занятий «В мире техники и технологий: выбираем инженерную профессию»;

2. Взаимодействие с высшими и среднеспециальными учебными заведениями.

В рамках реализации Дорожной карты взаимодействия Белорусско-Российского университета и РУП «Могилевоблгаз». В соответствии с договором о сотрудничестве с БРУ от 28.02.2024 на базе филиала ПУ «Могилевгаз» создан филиал кафедры «Транспортные и технологические машины» (кафедра является учебно-научным подразделением Университета). Целью создания филиала кафедры – повышение качества подготовки квалифицированных специалистов, организация практико-ориентированного образовательного процесса, а также проведение совместных научных исследований и внедрение их результатов в производство и образовательный процесс.

На предприятии проводятся ознакомительные экскурсии с посещением Зала истории РУП «Могилевоблгаз», учебного полигона предприятия. Студенты ознакомились с работой аварийно-диспетчерской службы, производственной деятельностью, молодежной политикой предприятия, обсуждаются вопросы обучения и дальнейшего трудоустройства.

В БРУ открыта учебно-производственная лаборатория нефтегазовых технологий при организационной поддержке РУП «Могилевоблгаз» в ее оснащении. В лаборатории имеются стенды по ремонту и эксплуатации газового оборудования. Основу лабораторной базы составляют стенды, которые воспроизводят процесс добычи нефти, ее ректификации, сепарации и разгонки.

Студенты БРУ при прохождении практик (по не согласованным программам) проходят теоретическое и практическое обучение на учебном полигоне и непосредственно на рабочих местах, что позволяет значительно улучшить качество практикоориентированного обучения.

Со студентами проводятся следующие мероприятия:

– встреча под девизом «Я – будущий газовик»;

– брейн-ринг, в ходе которых участники расширили свой кругозор в области газовой отрасли;

- посещение различных выставок по тематике газовой отрасли;
- участие в проведении Республиканских смотров-конкурсов профессионального мастерства;
- деловой разговор с руководством ГПО «Белтопгаз» и областными газоснабжающими организациями.

Проведены совместные исследования по следующим работам:

- «Статистический анализ распределения расстояния между шурфами для диагностики состояния изоляции газопровода»;
- «Методические рекомендации по расчету на прочность для установления минимально-допустимых эксплуатационных толщин газопроводов».

В целях выполнения плана мероприятий по реализации Дорожной карты по сотрудничеству организаций Министерства энергетики Республики Беларусь (Минэнерго) и Белорусского национального технического университета (БНТУ) проделана следующая работа.

В филиале ПУ «Бобруйскгаз» РУП «Могилевоблгаз» заключен договор об организации практики студентов, издан приказ о зачислении 1 студента на производственную практику, созданы необходимые условия для прохождения практики.

Оформлены соответствующие документы по окончании практики.

На период практики за студентом закреплен непосредственный руководитель практики.

Представители предприятия приняли участие в формировании тематик дипломных и магистерских работ. Также они, являясь руководителями дипломных работ, участвовали в их рецензировании.

В 2025 году работниками предприятия и представителем БНТУ в школах г.Осиповичи и г. Бельичи проводилась профориентированная работа по вопросам поступления в университет на целевое обучение.

Предприятие приняло участие в «Дне открытых возможностей» в Белорусско-Российского университета и в Белорусском национальном техническом университете.

С архитектурно-строительным колледжем в составе межгосударственного образовательного учреждения высшего образования «Белорусско-Российский университет» подписан договор о взаимодействии учреждения образования с организацией-заказчиком кадров при подготовке специалистов, рабочих, служащих (учащиеся колледжа на постоянной основе проходят на предприятии все виды практик, приглашаются на экскурсии).

На базе учебного полигона производственного управления «Могилевгаз» создана и функционирует «Учебная мастерская» архитектурно-строительного колледжа, где получают практический опыт студенты данного колледжа.

ДИАГНОСТИКА ОСАЖДЕНИЯ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ В МУЛЬТИФАЗНЫХ ГРАВИТАЦИОННЫХ ПОТОКАХ

Ф. Б. ИСМАЙЛОВА¹, М. М. АГАСЕНЛИ¹, П. А. ГЯБИБЛИ²

¹ Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности;

² Институт нефтегазовых научных исследований и проектирования, SOCAR,
Баку, Азербайджан

Известно, что морские месторождения углеводородов, расположенные на значительном расстоянии от берега и в глубоководных бассейнах, создают серьезные трудности при их эксплуатации. Исследования показали, что в трубопроводах с низким давлением при гравитационных потоках в участке трубопровода, поднимающемся от морского дна к платформе (в вертикальной трубе), происходит накопление механических примесей и жидкости, отделяющейся от газа. Это вызывает значительное сопротивление движению транспортируемой жидкости или газа, что, в свою очередь, приводит к повышению давления в трубопроводах с низким давлением. На следующем этапе смесь газа, жидкости и механических примесей поступает в систему с пульсациями, что приводит к ускоренному износу дорогостоящих рабочих узлов машин и оборудования, а также к быстрому выходу из строя подводного трубопровода.

Надежность и эффективность эксплуатации промысловых и магистральных нефтегазовых трубопроводов, а также вопросы контроля их энергетических характеристик в процессе эксплуатации имеют немаловажное значение. Практика эксплуатации трубопроводов показывает, что в них наблюдаются нерегулярные колебания давления и пульсации потока. Волны высокого и низкого ударного давления распространяются вдоль трубопровода. Дополнительное давление, возникающее в системе под воздействием различных гидродинамических факторов, приводит к упругому сжатию транспортируемой среды и упругому расширению трубопровода. В результате динамических воздействий, возникающих при транспортировке многофазных смесей, происходят изменения параметров транспортировки и гидравлических характеристик трубопровода.

Учитывая вышеизложенное, в статье проведено обобщение и исследование сил, действующих на механические и жидкие частицы при многофазных потоках в подводном трубопроводе, и на основе принципа Даламбера определено уравнение равновесия.

Для анализа и оценки процессов осаждения на основе условия равновесия сил, действующих на частицы дисперсной фазы в восходящей части многофазного потока к морской платформе, предложено математическое выражение для определения скорости осаждения.

Диагностика осаждения дисперсной фазы выполнена с учётом зависимости от диаметра механических частиц, радиуса кривизны места соединения с вертикальной трубой, скорости потока и плотностей фаз.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАМЕРЗАНИЯ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

Л. А. АББАСОВА

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

В настоящее время состав и физико-химические свойства добываемых нефтей становятся всё более сложными. Около 90% нефти на действующих месторождениях по сути представляют собой парафинистые, высоковязкие образцы, что вызывает при добыче, хранении и транспортировке серьёзные технологические затруднения. Для решения этих задач традиционно применялись термические методы, однако в последние годы возрастают исследования по применению физических воздействий (магнитных, электромагнитных, ультразвуковых), в частности ультразвуковых волн, и их сочетанию с химическими реагентами [1–5].

Цель работы – изучение индивидуального и комплексного влияния ультразвуковой обработки и депрессорных присадок на реологические параметры и температуру застывания высокопарафинистых и смолистых нефтей в лабораторных условиях. В исследованиях использовались образцы с высокой вязкостью и выраженным содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Пробы термостатировались и подвергались ультразвуковому воздействию при различной длительности, а также обрабатывались депрессорной присадкой; проводилось сравнение эффектов при отдельном и синхронном применении методов.

Результаты экспериментов показали выраженное снижение температуры кристаллизации под воздействием ультразвука и депрессоров. В отдельных сериях наблюдался устойчивый эффект уменьшения точки застывания при увеличении времени ультразвуковой обработки, а при совместном применении методов эффект усиливался (синергия), что приводило к более значимому снижению температуры застывания по сравнению с отдельным использованием каждого метода. Эксперименты также позволили определить оптимальные диапазоны времени обработки и концентраций присадок для исследуемого образца; установлено, что комбинированное воздействие обеспечивает наибольший эффект среди рассмотренных вариантов.

Проведённые исследования подтверждают перспективность комплексного подхода – сочетания ультразвуковых и физико-химических методов – для снижения температуры замерзания высокопарафинистых нефтей и улучшения их реологических свойств. Комбинированный метод позволяет повысить стабильность нефти при хранении и транспортировке и может быть положен в основу дальнейшей оптимизации технологических схем подготовки нефтей к перекачке. Дальнейшие исследования направлены на уточнение режимов воздействия и расширение экспериментальной базы для разных типов сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Alhejaili A., Bell E., Daraboina N., 2023. Paraffin Deposition in Production Lines: Effect of Operating Parameters on Deposition Characteristics. *Energy & Fuels*, 37(23): 18642–18651. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c03282.
2. Alhejaili A., Bell E., Daraboina N., 2023. Paraffin Deposition in Production Lines: Effect of Operating Parameters on Deposition Characteristics. *Energy & Fuels*, 37(23): 18642–18651. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c03282.
3. Brian F. Towler; Ashok Kumar Chejara; Saeid Mokhatab, 2007. Experimental Investigations of Ultrasonic Waves Effects on Wax Deposition during Crude-Oil Production. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-109505-MS.

4. Gurbanov G.R., Gasimzade A.V., 2022. Research of the impact of new compositions on the decomposition of stable water-oil emulsions of heavy oils. *Voprosy Khimii i Khimicheskoi Tekhnologii*, 6: 19–28.
5. Gurbanov G.R., Gasimzade A.V., Abbasova L.A., 2024a. Investigation of the effect of the combined methods on the rheological properties of high-paraffin oils. *Nafta-Gaz*, 80(7): 427–433. DOI: 10.18668/NG.2024.07.04.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НОВОЙ КОМПОЗИЦИИ НА УСТОЙЧИВУЮ НЕФТЯНУЮ ЭМУЛЬСИЮ

З. А. АБДУЛЛАЕВА

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

В настоящее время нефти, добываемые из скважин в развитых странах, а также в нашей республике, характеризуются высоким содержанием асфальтенов, смол, парафинов, хлоридных солей и механических примесей. Именно по этой причине нефти с таким составом и аномальными свойствами образуют с пластовой водой устойчивые по агрегативным и кинетическим показателям водонефтяные эмульсии. Следует отметить, что такие устойчивые водонефтяные эмульсии практически невозможно разделить традиционными методами. Поэтому нефтяные исследователи и учёные ведут работы по совершенствованию существующих технологий и созданию научных основ новых технологий для деэмульсации эмульсий, формирующихся в аномально-свойственных нефтях.

В современный период, в связи с ростом добычи высоковязких нефтей, которые образуют устойчивые водонефтяные эмульсии, а также с тем, что при их подготовке к транспортировке внутренние поверхности установок и оборудования подвергаются электрохимической коррозии, возникает необходимость разработки новых композиционных составов с multifunctional свойствами и высокой эффективностью действия, а также изучения их свойств прежде всего в лабораторных условиях.

Проведённый анализ многочисленных литературных источников показал, что индивидуальные деэмульгаторы обладают низкой эффективностью при разрушении высокоустойчивых водонефтяных эмульсий. Современные научные исследования показывают, что композиционные составы оказывают значительно более эффективное воздействие по сравнению с индивидуальными деэмульгаторами.

Таким образом, учитывая изложенное выше, целью данной работы являлось проведение исследований по подготовке аномально-свойственных нефтей к транспортировке, создание большого количества новых композиций преимущественно из местного сырья и изучение их свойств для определения экономически наиболее эффективных. При этом основное внимание в исследовании было уделено multifunctionality новой композиции, её способности обеспечивать высокий эффект при низких температурах и в малых дозировках. Среди большого числа композиций, приготовленных в лабораторных условиях из одно- и разноцелевых реагентов, наилучшие результаты показала композиция, условное наименование, компонентный состав и соотношение компонентов которой приведены в таблице 1 [1–8].

Таким образом:

1. С повышением температуры и концентрации реагента деэмульгирующее действие композиции AZ-3 резко возрастает. Проведённые эксперименты показали, что увеличение температуры с 30 °C до 50 °C ослабляет внутреннюю структуру эмульсий и усиливает поверхностную активность реагента AZ-3. Это приводит к снижению межфазного натяжения, ускорению коалесценции (слияния) водных капель и полному разрушению эмульсий. При всех исследованных месторождениях максимальные результаты были достигнуты при 50 °C: степень снижения воды составила до 99,9 %, а увеличение нефти находилось в диапазоне 42,8–51,4 %. Эти данные подтверждают высокую активность композиции AZ-3 под воздействием температуры

и свидетельствуют о том, что её оптимальный режим действия формируется при температуре около 50 °С.

2. Эффективность деэмульгирующего воздействия композиции AZ-3 зависит от происхождения нефти и структурных особенностей эмульсий. Сравнительный анализ показал, что в эмульсиях месторождения Булла-Дениз наблюдалось максимальное выделение воды (99,90 %), в образцах Балахан – наибольшее увеличение нефти (51,36 %), тогда как эмульсии Сураханы продемонстрировали сбалансированные и стабильные результаты по обоим параметрам (99,81 % и 46,97 % соответственно). Эти различия объясняются геохимическим составом месторождений, степенью дисперсности эмульсий и полярными свойствами фаз.

3. Композиция AZ-3 может быть оценена как высокоэффективный потенциальный деэмульгатор для промышленного применения. Исследования доказали, что при концентрации 350 ppm реагент AZ-3 обеспечивает практически полное разделение фаз во всех изученных нефтяных образцах. Степень выделения воды составляла 98–99,9 %, а увеличение нефти – 42–51 %. Эти результаты подтверждают способность реагента к устойчивой адсорбции на фазовых границах и эффективному снижению поверхностного натяжения. Применение композиции AZ-3 открывает значительные промышленные перспективы в области снижения потерь при добыче нефти, повышения качества продукции и оптимизации технологических процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zou J., Patiguli Y., Chen J., Alimila A., Zhao B., Hou J. "Study on Demulsification Technology of Heavy Oil Blended in Xinjiang Oilfield." *Processes*, 11(2), 2023, art. 409. [mdpi.com](https://doi.org/10.3390/11020409)
2. K. Azizollah. "Increasing the Efficiency of Demulsification Treatment in Petroleum Industry Using a Multicomponent Demulsifier Package." *Neftehimia*, Vol 63, No 3, 2023, pp. 338-353. [edgcccjournal.org](https://doi.org/10.2478/edgcccjournal.org)
3. Rajan H., Yusuf N.R., Mohsim D.F., Halim N.H. Bt. "Chemical Demulsification of Oil-in-Water Emulsion from Gas Condensate Field." *Substantia*, 7(2), 2023, pp. 7-19. [riviste.fupress.net](https://doi.org/10.2478/riviste.fupress.net)
4. Jiang S., Li Q., Ma Q., Xu B., Zou T. "Efficient Demulsification Performance of Emulsified Condensate Oil by Hyperbranched Low-Temperature Demulsifiers." *Molecules*, 28(22), 2023, art. 7524. [mdpi.com](https://doi.org/10.3390/28227524)
5. Topilnytskyi P., Shyshchak M., Skorokhoda V., Torskyi V. "Demulsification Methods for Heavy Crude Oil Emulsions. A Review." *JCCT*, Vol 18, No 2, 2024, pp. 270-283. [science.lpnu.ua](https://doi.org/10.2478/science.lpnu.ua)
6. Ochilov A. A., Abdikamalova A. B., Salixanova D. S., Uzakbaev K. A. "Analysis of the Process of Breaking Down Water-Oil Emulsions of Heavy Oils Using the Developed Local Demulsifier." *European Journal of Technical and Natural Sciences*, 2024, No 3-4, pp. 21-26. [ppublishing.org](https://doi.org/10.2478/ppublishing.org)
7. "Research and Application Progress of Crude Oil Demulsification Technology." *Processes*, 12(10), 2024, art. 2292. [mdpi.com](https://doi.org/10.3390/12102292)
8. "Petroleum Emulsion Stability and Separation Strategies: A Comprehensive Review." *ChemEngineering*, 9(5), 2025, art. 113.

**ОБРАБОТКА ИЗОБРАЖЕНИЙ С КАМЕР ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ
И РАСПОЗНАВАНИЕ ОБРАЗОВ ПРОИСХОДЯЩИХ СОБЫТИЙ
НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ**

А. Д. ЛЕБЕДЬ, В. И. МАТВЕЕВ, канд. техн. наук, доц. М. В. ТЕРЕНТЬЕВА

*Ухтинский государственный технический университет,
Ухта, Россия*

Обработка сигнала с камер видеонаблюдения представляет собой многоуровневый процесс трансформации визуальных данных в структурированную машиночитаемую информацию. Особенно важную роль она играет на таких стратегических объектах, как нефтеперекачивающие станции.

Ключевой задачей компьютерного зрения является детектирование и классификация объектов. Решение данной задачи базируется на применении алгоритмов, способных выделять значимые области изображения и идентифицировать принадлежность этих областей к заданным классам. В современных системах данная функция эффективно реализуется с помощью свёрточных нейронных сетей, обученных на обширных размеченных датасетах.

Далее идёт трекинг – отслеживание траектории перемещения обнаруженных объектов в пространственно-временном континууме. Это позволяет присвоить каждому объекту уникальный идентификатор и анализировать его поведение во времени.

Высокоуровневый анализ, заключающийся в распознавании действий и событий, требует интерпретации последовательности изменений положения и состояния объектов. Для моделирования временных зависимостей используются архитектуры рекуррентных нейронных сетей, а также трёхмерные свёрточные сети, способные анализировать пространственные и временные параметры одновременно.

Традиционные системы видеонаблюдения, основанные на пассивной записи и визуальном контроле оператором, не способны обеспечить требуемый уровень безопасности из-за человеческого фактора и больших территорий. Машинное же зрение позволяет автоматически выявлять угрозы в реальном времени.

Практическое применение технологии охватывает три ключевых направления: в области физической безопасности система решает задачи автоматического обнаружения вторжения, контроля доступа через распознавание номерных знаков и мониторинга действий персонала. Для промышленной безопасности осуществляется автоматический контроль средств индивидуальной защиты и детекция опасных действий. В технологической сфере машинное зрение используется для раннего обнаружения утечек углеводородов с помощью тепловизоров, выявления возгораний и мониторинга состояния инфраструктуры.

Дальнейшее развитие технологии связано с внедрением предиктивной аналитики, интеграцией с беспилотными летательными аппаратами и созданием комплексных цифровых двойников объектов.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ЕЕ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ

Г. А. АЛЕСКЕРОВ, Я. Б. СУЛЕЙМАНЛЫ, Р. И. АСКЕРОВА

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Сегодня, несмотря на попытки замены двигателей внутреннего сгорания электродвигателями, человечество продолжает быть связанным с добычей и переработкой углеводородного сырья. Однако активные запасы лёгкой маловязкой нефти постепенно сокращаются, и вопрос поддержания высокого уровня добычи сырья на старых нефтегазовых месторождениях остаётся актуальным [1]. В связи с этим проводится поэтапный ввод в эксплуатацию месторождений высоковязкой нефти и природных битумов [2]. В настоящее время для исследования реологических свойств высоковязкой нефти и природных битумов могут быть использованы следующие приборы. Для этих типов нефтей могут быть использованы хорошо зарекомендовавшие себя плотномеры компаний Rheonics и Anton [3].

Измерительная система в основном состоит из ряда пьезоэлектрических преобразователей, расположенных по окружности трубы, а для решения обратной задачи применяется томографический алгоритм. В данной работе гибридный подход используется для корреляции ультразвуковых данных с вязкостью для измерения качества сложной смеси в ходе непрерывного процесса. Информация с датчика используется для коррекции движения при обнаружении отклонения от заданного значения. В данной работе томографический ультразвуковой измеритель скорости применяется для получения реологической кривой неньютоновской жидкости. Необработанные ультразвуковые сигналы обрабатываются с использованием подхода, основанного на анализе главных компонент и нейронных сетях прямого распространения. Полученные данные с датчика подключаются к системе поддержки принятия решений на основе данных для управления технологическим процессом. В настоящее время наблюдается нехватка коммерческих датчиков, способных предоставлять информацию в режиме реального времени о реологических свойствах и профилях скорости неньютоновских жидкостей в промышленных условиях. Лабораторные измерения часто неточно отражают динамические и жесткие условия трубопровода, такие как резкие перепады температур и высокие давления, что приводит к неточным прогнозам поведения потока.

Приборы такого типа часто используются для исследования тиксотропных свойств высоковязких нефтей. Образец тяжелой нефти помещается в вискозиметр и термостатируется при необходимой температуре испытания. Таким образом, исследование тиксотропных свойств высоковязкой нефти данным методом испытаний при одной температуре занимает 25 минут, не считая подготовки образца и транспортировки в лабораторию. Если же речь идет о полноценном исследовании, то при изучении реологии 1 образца нефти необходимо затратить не менее 2 часов, прибавляя время, необходимое термостату прибора для проведения 7-8 испытаний. Поэтому рационально проводить такие испытания при необходимости. Он измеряет время, необходимое для протекания фиксированного объема масла через капиллярную трубку под действием силы тяжести при заданной температуре (обычно 45°C и 100°C). Этот метод является стандартным для ньютоновских жидкостей, таких как обычные масла, но менее эффективен для сложных свойств очень высоковязких неньютоновских масел. Для исследования реологии некоторых нефтей требуется предварительный подогрев перед началом работы,

например, нефть месторождений Мурадханлы и Умбаки содержит большое количество парафина, что существенно затрудняет ее транспортировку и хранение.

Решение проблем, возникающих при изменении реологических свойств добываемых и транспортируемых нефтей, является актуальной задачей в современных условиях транспортировки и хранения высоковязких нефтей. При этом хранение данных в цифровом виде позволит собирать и анализировать данные, полученные в ходе испытаний. Эти модели могут быть обучены на данных датчиков и способны прогнозировать реологические свойства, такие как пластическая вязкость, предел текучести и кажущаяся вязкость, в режиме реального времени. Модели, управляемые данными: обрабатывая большие массивы данных с датчиков, эти модели могут оказывать поддержку в принятии решений и вносить коррективы при обнаружении отклонений от заданных значений. Успешная транспортировка высоковязкой нефти месторождения Мурадаханлы и Умбаки основана на интегрированной системе мониторинга, сочетающей передовые сенсорные технологии с обработкой данных и моделированием. Поточные измерительные приборы в режиме реального времени, такие как крутильные резонаторные вискозиметры и плотномеры, обладают преимуществами по сравнению с традиционными автономными лабораторными методами, предоставляя непрерывные данные для мгновенного контроля и оптимизации процесса. Комбинируя данные датчиков с прогнозными моделями, операторы могут управлять процессом для поддержания требуемых реологических свойств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алескерев Г. А., Сулейманлы Я. Б., Рустамзаде Дж. С., «Метод расчета конвективной диффузии при последовательном транспорте высоковязкой нефти», Научно-издательский центр «L-Journal», 2024.
2. Гурбанов Г. Р., Гасымзаде А. В., Аббасова Л. А., «Исследование влияния различных методов на реологические свойства высокопарафинистой нефти», «Опросы химии и химической технологии», 2025.
3. Алескерев Г. А., Сулейманлы Я. Б., «Метод колонково-кольцевого течения для транспортировки высоковязкой нефти и повышения эффективности транспортировки тяжелых нефтяных эмульсий в условиях холода», «Оборудование, технологии, материалы», 2024.

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПОТОКОВ ПО ПОДВОДНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

Т. ГУЛИЕВА

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

На сегодняшний день основными источниками газоснабжения Азербайджана являются месторождения Шах-Дениз, Умид-Бабек и Апшерон, расположенные в акватории Каспийского моря. Газ и газовый конденсат, добываемые на этих месторождениях, транспортируются по подводным трубопроводам к пунктам сбора. Многолетний опыт эксплуатации показал, что данные трубопроводные системы подвержены ряду опасностей, включая пульсации давления, накопление конденсата в нижних участках трассы и полную блокировку потока. Дополнительными факторами риска являются коррозия и механические повреждения, вызванные падением якорей и строительными работами. Вышеуказанные опасности идентифицируются с использованием методов анализа риска, при которых оцениваются частота возникновения, уровень угрозы и возможности обнаружения для принятия обоснованных решений.

В настоящей работе проведён анализ случаев утечек газа и конденсата в подводных системах, а также дана оценка частоты и возможных последствий подобных событий. Основной угрозой является образование отверстий в стенке трубопровода и утрата защитного покрытия. Для детального анализа и оценки рисков при транспортировке газоконденсатных смесей по подводным трубопроводам были применены методы риск-анализа, как Анализ Деревя Отказов (Fault Tree Analysis, FTA) и Анализ Деревя Событий (Event Tree Analysis, ETA). FTA используется для определения внутренних и внешних причин потери герметичности, включая коррозию, усталость материала, превышение давления, а также вмешательство третьих лиц. ETA позволяет смоделировать развитие аварийного сценария от критического события до различных исходов с учётом эффективности защитных барьеров- мониторинга, аварийного отключения, защиты от отрицательного давления и предотвращения воспламенения.

Многолетний опыт эксплуатации газоконденсатных месторождений на азербайджанском секторе Каспийского моря показывает, что осложнения возникают также в подводных трубопроводах, связывающих платформу с береговыми терминалами, вследствие накопления конденсата в пониженных участках трассы, а также интенсивного отделения газа от смеси, вызывающих пульсации давления и как результат увеличение механических нагрузок на трубопровод. Чтобы избежать этих негативных последствий наиболее целесообразным представляется выбор оптимального диаметра трубопровода и поддержание технологического режима, образующего диспергированную структурную форму течения газоконденсатной смеси по подводному трубопроводу.

Результаты анализа могут быть использованы для совершенствования систем управления рисками и повышения надёжности подводных газоконденсатных трубопроводов на Каспийском море.

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН МНОГОСТУПЕНЧАТЫМ ЭЖЕКТИРОВАНИЕМ

А. Ш. ОМАРОВА*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Вскрытие продуктивных пластов является важнейшим этапом заканчивания скважин и существенно влияет на естественную проницаемость продуктивной толщи. Освоение скважин призвано восстановить и по возможности улучшить эту проницаемость, прежде всего путем снижения противодействия столба жидкости и создания депрессии между пластовым и забойным давлением. Это и способствует притоку на забой пробуренной скважины добываемой продукции. Так как процесс освоения скважин характеризуется непрерывным изменением гидростатического давления столба жидкости и его плотности в скважине, это требует оптимального подбора плотности закачиваемой промывочной жидкости, которая, с одной стороны, не должна проникать в продуктивный пласт, т.е. не загрязнять поровое пространство призабойной зоны, с другой – не допускать превышения газнасыщенности восходящего (статического) столба жидкости, что могло бы повлечь за собой неуправляемый выброс пластовой продукции из скважины [1, 2].

Освоение скважин осуществляется различными способами путем вызова притока, постепенным очищением призабойной зоны и повышением добычи пластового флюида: свабированием, компрессированием, освоением струйным насосом, тартанием, освоением глубинными насосами, освоением при помощи ГНКТ и т. д.

Одним из основных методов, широко применяемых в практике, остается снижение противодействия столба жидкости в скважине путем замены тяжелого бурового раствора на различные промывочные системы меньшей плотности (жидкость, аэрированный раствор, пена, газ, азот и т. д.), позволяющее при том же уровне столба жидкости снижать его плотность.

Для значительного ускорения процесса возможно совместное применение разных способов. Выбор способа освоения скважины зависит многих факторов: горно-геологических, технических, технологических, географических, климатических, экономических и др.

Освоение скважин в труднодоступных районах и морских шельфах имеет свои характерные особенности, обусловленные ограниченностью применения громоздкого передвижного оборудования, применяемого для проведения разовых операций, или площади платформы, или техническими ограничениями по наличию буровых растворов разных плотностей и т. д. [3].

Кроме того, объект должен быть обеспечен штатными противопожарными средствами, поскольку при освоении скважины нередки пожароопасные ситуации (например, неожиданный выброс), для ликвидации которых погодные условия не всегда могут позволить приблизиться специальным противопожарным судам.

Прежде всего, в таких условиях очень часто используется технология для освоения и последующей эксплуатации, позволяющая более плавно изменять противодействие на пласт и регулировать ее значение.

Основной целью освоения скважины является восстановление естественной проницаемости пласта-коллектора, очищение перфорационных отверстий и получение того количества продукции от продуктивного пласта, которое соответствует потенциальным возможностям конкретной скважины. С учетом этого, способы вызова притока из пласта (освоение) выбираются исходя от текущего значения пластового давления. В скважинах, где пластовое давление

значительно превышает гидростатическое, вызов притока технологически проще, чем в скважинах с низким пластовым давлением, в которых требуется применение специальных подходов. При этом в скважинах с низкой проницаемостью пласта необходимо дополнительно проводить работы по ее увеличению [4].

Снижение противодействия столба жидкости в скважине путем замены тяжелого бурового раствора на различные промывочные системы меньшей плотности, позволяющее снижать уровень жидкости, обычно производится с применением насосных агрегатов, установленных на шасси автомобилей и прицепах компрессорных установок высокого давления большой массы.

Для условий ограниченности применения громоздкого передвижного оборудования, применяемого для проведения разовых операций, или площади платформы разработан способ освоения скважин путем создания депрессии на пласт.

Способ предусматривает применение пенных систем с подключением эжекторных установок с использованием энергии воздуха. Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов состоит в приготовлении с помощью последних насосного и компрессорного оборудования двухфазных пен, закачивании их в скважину для вытеснения воды и создании необходимой величины депрессии на забое за счет меньшей плотности пены и ее самоизлива [5].

Процесс освоения скважин должен проводиться как один непрерывный цикл. Применение способа многоступенчатого эжектирования при освоении газовых и газоконденсатных скважин подтвердило эффективность предложенной технологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. техника и технология ремонта скважин: монография. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – Т.1. – 360 с.
2. Гасумов Р. А., Гасумов Э. Р. Геолого-технические мероприятия как основа обеспечения надежности фонда скважин // Газовая промышленность. – 2012. – № 7 (678). – С. 29–33.
3. Гасумов Р.Р. Освоение газовых скважин после ремонтных работ в условиях АНПД // Газовая промышленность. – 2012. – № 5 (676). – С. 36–37.
4. Сохранение фильтрационное – емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции / Р. А. Гасумов, С. В. Костюков, Р. Р. Гасумов [и др.] // Изв. Высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С.58–66.
5. Гасумов Р. А., Шихалиева И. И. Определение выносящей способности пенообразователей // Строительство нефтяных и газовых скважин насуше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2015. – № 6. – С. 20–23.

Секция 2

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 620.193

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММ ОБСЛЕДОВАНИЯ И РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ И КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

В. О. САВЕЛЬЕВА

*Филиал «Инженерно-технический центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

Для обеспечения безопасной эксплуатации и поддержания необходимого уровня технического состояния линейной части магистральных газопроводов, а также в целях оптимизации работ, связанных с обследованием магистральных газопроводов в шурфах, была поставлена задача реализовать алгоритм сопоставления итогов коррозионного обследования (далее – КО) и внутритрубной диагностики (далее – ВТД).

Для реализации алгоритма рассмотрены результаты КО, а также проведена оценка соответствия технического состояния участков подземных трубопроводов и состояния системы противокоррозионной защиты требованиям нормативной документации [1]. По результатам КО определены участки с дефектами защитного покрытия. Для каждого участка определяются координаты его начала и конца.

По результатам ВТД определены количественные и пространственные характеристики коррозионных дефектов и стресс-коррозионных трещин (дефектов, причиной развития которых является нарушение целостности защитного покрытия), проведена оценка полученных результатов [2, 3].

В дальнейшем для оптимизации процесса и упорядочения алгоритма реализован механизм автоматизированной обработки отчетов ВТД и КО с их последующим конвертированием в промежуточный формат, необходимый для загрузки в географическую базу данных.

В геоинформационной системе в полуавтоматическом режиме с помощью пространственных запросов и оверлейных операций происходит сопоставление отчетов ВТД и КО – для каждого участка с нарушением целостности защитного покрытия определяется соответствующий ему номер трубы по итогам ВТД.

В последующем выполнен анализ в части наличия/отсутствия коррозионных дефектов, заявленных по ВТД, на сопоставленных участках.

В конечном итоге появляется возможность формирования единой программы обследования в шурфах, включающей итоги КО и ВТД, и позволяющей значительно оптимизировать ресурсы для выполнения работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Защита от коррозии. Организация коррозионных обследований объектов.
2. ПАО «Газпром». Основные требования : СТО Газпром 9.4-052-2016. – Введ. 2016-03-31. – М. : ОАО «Газпром», 2016. – 15 с.

3. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами : СТО Газпром 2-2.3-112-2007. – Введ. 2007-08-28. – М. : ОАО «Газпром», 2007. – 29 с.
4. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением : СТО Газпром 2-2.3-173-2007. – Введ. 2008-01-31. – М. : ОАО «Газпром», 2007. – 13 с.

**КРИТЕРИИ И ПРИОРИТЕТНОСТЬ ВЫБОРА ДЕФЕКТОВ
ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ПРОГРАММЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ И РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ**

А. В. БАТУРО

*Филиал «Инженерно-технический центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

Для поддержания необходимого уровня технического состояния и обеспечения безаварийного режима работы линейной части магистральных газопроводов (далее – ЛЧ МГ), в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» на постоянной основе планируются и проводятся различные виды диагностических обследований, среди которых основным является внутритрубное диагностирование (далее – ВТД).

Результатом проведенной ВТД на участке ЛЧ МГ является итоговый отчет с перечнем выявленных дефектов, проранжированных на категории опасности, в соответствии с актуальной нормативно-технической документацией ПАО «Газпром».

На основании полученного отчета, архивных данных о выполненных обследованиях и ремонтах, прочих диагностических обследованиях и т.д., определяются объемы работ и формируется программа обследования и ремонта участка ЛЧ МГ с построением схемы проведения работ («Светофор»).

В первую очередь, программа обследования и ремонта включает в себя:

- дефекты категории опасности «А», обследование или ремонт которых необходимо провести в кратчайшие сроки;
- стресс-коррозионные дефекты категории опасности «В»;
- трещины в заводских и монтажных сварных соединениях, а также на технологических окнах и заплатах;
- обширные коррозионные повреждения и дефекты, выявленные в ходе прочих диагностических обследований.

Однако, с целью снижения риска возникновения аварийных ситуаций, в программу обследования и ремонта дополнительно могут быть включены дефекты категории опасности «В» и/или «С», расположенные на потенциально-опасных участках ЛЧ МГ, таких как:

- переходы через автомобильные и железные дороги, надземные переходы;
- участки с нарушением зоны минимальных расстояний;
- узлы установки трубопроводной арматуры;
- места пересечения с прочими трубопроводами;
- участки с ненормативным радиусом пластического изгиба и т.д.

В связи с этим, были поставлены задачи:

- определить перечень потенциально-опасных участков на ЛЧ МГ, в т.ч. с учетом опыта эксплуатации других дочерних обществ ПАО «Газпром»;
- проранжировать перечень по критериям ожидаемого риска и ущерба;
- по итогам ранжирования для каждого типа потенциально-опасного участка определить минимальный объем дополнительного обследования и/или ремонта дефектов, выявленных по результатам ВТД;
- внести соответствующие предложения в программу обследования и ремонта.

**СОВРЕМЕННОЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
И ГИБКИЕ ЦИФРОВЫЕ ДЕТЕКТОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ГАЗА И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

А. В. КУЛАГО, А. А. ЖУКОВА

ООО «Глобалтест»,

Минск, Беларусь

Эксплуатация магистральных трубопроводов газа и нефти – это сложный процесс, который сопряжён с рядом проблем и сложностей:

1. **Безопасность.** Утечки, взрывы и другие виды аварии являются серьёзными последствиями для окружающей среды. Поэтому необходимо регулярно проводить инспекции и поддерживать оборудование в надлежащем состоянии.

2. Коррозия и износ. Трубопроводы подвержены коррозии, что может привести к утечкам и авариям. Регулярное техническое обслуживание и использование защитных покрытий могут помочь продлить срок службы трубопроводов.

3. Технические проблемы. Неполадки в оборудовании, такие как насосы и компрессоры, могут привести к остановке работы трубопроводов. Необходимы регулярные проверки и модернизация оборудования.

4. Изменение климата. Изменения в климате могут повлиять на эксплуатацию трубопроводов, особенно в регионах, подверженных наводнениям, ураганам или экстремальным погодным условиям и т.д.

Как показывает практика, традиционные методы контроля обладают следующими ограничениями: отсутствие документирования и хранения результатов, низкая производительность, субъективность оценки результата, низкая точность.

Для эффективного решения всех проблем необходимо внедрять передовые технологии, использовать современное, надёжное и качественное оборудование. Компания ООО «Глобалтест» активно помогает решать данные проблемы путём использования, накопленных многолетним опытом работы, компетенций и современного оборудования.

ООО «Глобалтест» – белорусская компания, которая предлагает широкий спектр методов неразрушающего контроля, обеспечивающих высокую точность и надёжность диагностики. Гибкость и адаптивность компании в отношении современных технологий и соблюдения стандартов и нормативов, а также высокий уровень квалификации и знаний наших сотрудников позволяет выделить наиболее качественное оборудование и комплектующие среди различных областей неразрушающего контроля: ультразвуковой контроль, рентгеновский контроль, тепловизионный контроль, анализаторы химического состава металлов и т.д.

ООО «Глобалтест» предлагает для массового внедрения в нефтяную и газовую сферы новое современное оборудование – ультразвуковой дефектоскоп SUPOR с возможностью реализации метода фазированных решеток PAUT (рис. 1) и TOFD (дифракционно-временной) метода (рис. 2), производств33333ва компании SIUI.

Технология фазированных решеток основана на использовании датчика состоящего из множества отдельных элементов, которые независимы друг от друга. При помощи электроники ультразвуковой пучок может управляться и фокусироваться на дефекте. Преимущества данного метода: высокая чувствительность, эффективность, производительность контроля, точное определение дефекта, визуализация контроля.

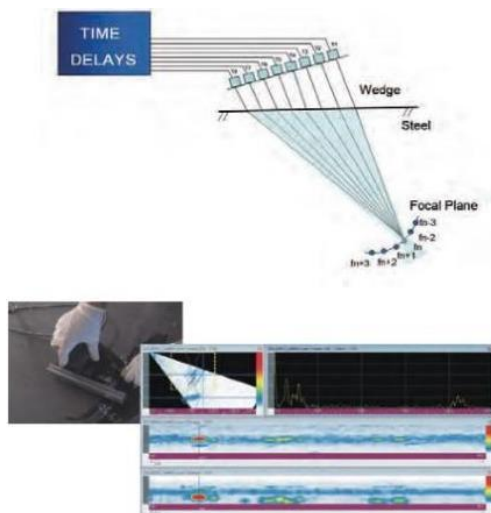


Рисунок 1. – Метод фазированных решеток

ТОFD (дифракционно-временной метод) – это ультразвуковой метод контроля, основанный на времени прихода дифракционных волн от краёв дефекта, а не на регистрации амплитуды сигнала. Преимущества метода: точное определение размеров дефектов, выявление не зависит от типа и ориентации дефектов, быстрое сканирование объекта контроля, высокая вероятность выявления дефектов.

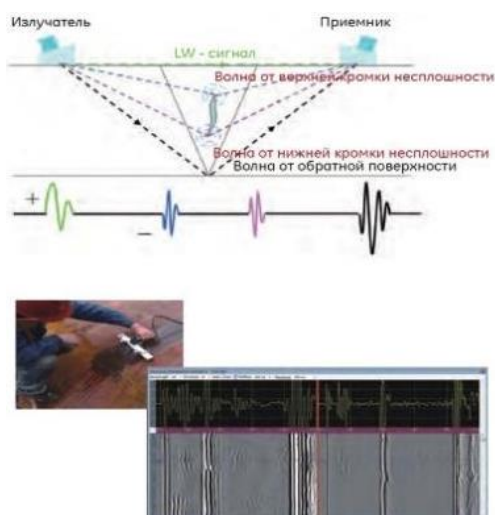


Рисунок 2. – Дифракционно-временной метод

Ультразвуковые дефектоскопы SIUI внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь и Российской Федерации.

Также компания предлагает для активного использования систему цифровой радиографии «Новоскан» на основе гибкого детектора 10×24 см, которая предназначена для неразрушающего контроля промышленных изделий методом прямой цифровой радиографии. Конструктивно система состоит из гибкой цифровой панели и промышленного планшета с программным обеспечением, где под действием излучения изображение формируется и передается на планшет для дальнейшей обработки сразу через цифровую панель.

Система цифровой радиографии «Новоскан» позволяет мгновенно отцифровывать весь процесс диагностики, а применение гибких панелей-детекторов до 5 раз сокращает время проведения работ даже по сравнению с цифровыми решениями на основе плоских панелей.

ОПЫТ ОЦЕНКИ РАСЧЕТНОЙ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ГРУНТОВ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

В. В. БЕРДАШКЕВИЧ, канд. техн. наук, доц. А. Г. КУЛЬБЕЙ

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь*

Состояние грунтов в зоне размещения подземных сооружений является определяющим фактором эффективности электрохимической защиты [1]. На практике установлено, что изменение гидрогеологических условий, происходящее уже после проектирования, способно вызвать существенный рост удельного электрического сопротивления грунта и, соответственно, сопротивления растеканию тока анодного заземления.

Такое расхождение приводит к повышенному потреблению тока станцией катодной защиты, снижению эффективности поляризации и ускоренному износу анодных элементов. Поэтому критически важно не только применять результаты инженерно-геологических изысканий, но и своевременно актуализировать их при вводе объектов в эксплуатацию и в ходе дальнейшей работы.

В рамках исследования была выполнена проверка корректности выбора типа анодного заземления на основании расчетных методик, содержащихся в действующих нормативных документах [2, 3]. Рассматривались различные варианты заземляющих устройств: стержневые, протяженные и вертикально заглубленные металлические элементы. Показано, что для высокоомных грунтов более целесообразно использовать протяженные анодные заземлители, обеспечивающие стабильную работу при сниженных токах.

В результате анализа сформулированы рекомендации по повышению надежности систем ЭХЗ:

- 1) корректировать проектные решения с учетом возможных изменений коррозионной активности грунтов [4];
- 2) уточнять фактические параметры грунта перед пуском оборудования;
- 3) подбирать тип анодного заземления исходя из ожидаемой динамики гидрогеологических условий [5];
- 4) обеспечивать достижение сопротивления растеканию тока, соответствующего рациональному потреблению энергии и ресурсу системы.

Представленный опыт подтверждает необходимость последовательного и адаптивного подхода к проектированию электрохимической защиты, особенно на объектах с изменяющимися природными условиями. Результаты могут быть использованы при создании и модернизации систем ЭХЗ подземных хранилищ, газо- и нефтепроводов, а также других металлических сооружений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС : РД-91.020.00-КТН-149-06. – М., 2006. – 58 с.
2. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений : СТО Газпром 9.2-003-2020. – Введ. 2020-07-01. – М. : ПАО «Газпром», 2020. – 115 с.

3. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений : СТО Газпром 9.2-003-2009. – Введ. 2009-07-01. – М. : ОАО «Газпром», 2009. – 108 с.
4. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии : ГОСТ 9.602-2016. – Введ. 2017-07-01. – М. : Стандартиформ, 2017. – 24 с.
5. Заземлители и заземляющие устройства различного назначения : ГОСТ Р 58344-2019. – Введ. 2020-03-01. – М. : Стандартиформ, 2020. – 49 с.

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ,
МОБИЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ.
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТЕРМООБРАБОТКИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ**

В. В. ФЕДЕРОВА

ООО «Дивитех»,

Минск, Беларусь

1. Система бестраншейного ремонта трубопроводов Protector Line.

Система Protector Line основана на применении специального самонесущего трёхслойного ремонтного рукава, отличается простотой монтажа в любых климатических условиях, отсутствием практических ограничений к применению и имеет возможность ремонта непрерывных длинномерных участков.

Система Protector Line применяется для ремонта:

- газопроводов,
- нефтепроводов,
- водопроводов,
- тепловых сетей и технического водоснабжения,
- других трубопроводов различного назначения.

Система бестраншейной санации (ремонта) безнапорных трубопроводов NOVAPLAST

Применение для ремонта: – ливневой канализации и водоотведения.

2. Мобильные трубопроводные системы и склады ГСМ

Мобильная трубопроводная система на основе плоскосворачиваемых рукавов – это сборно-разборный трубопровод нового поколения, который используется для перекачки нефти, нефтепродуктов, воды, газов и прочих сред на значительные расстояния, при этом обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с традиционными типами трубопроводов.

Сферы применения мобильных трубопроводных систем

Сооружение временных водо-, газо- и нефтепроводов на месторождениях и перерабатывающих заводах:

- подача нефти и газа с месторождений в труднодоступных районах;
- перекачка нефти, газа, нефтепродуктов и воды во временное хранилище на время ремонта основной емкости;
- устройство байпасов на время ремонта или профилактики трубопроводов;
- организация газо- нефтепроводов и водопроводов на разведочных скважинах;
- организация временных инфраструктурных внутрипромысловых трубопроводов различного назначения;
- поддержание пластового давления на нефтяных скважинах.

Мягкие полимерные емкости

Мягкие резервуары для хранения жидкостей и газов изготавливаются из волокна с покрытием из термопластичного полиуретана (TPU) с использованием высокочастотной сварки, что гарантирует прочность шва, превышающую прочность исходного материала.

Они имеют разнообразную форму и технические характеристики, широко применяются в многочисленных областях: добыча нефтепродуктов, производство нефтепродуктов, химическая инженерия, промышленное производство, тушение пожаров, строительство, геологоразведка и т.д.

Могут использоваться для транспортировки жидких, сыпучих и газообразных веществ, в забросе грузов по воздуху, и в перевозке грузов по воде и т.д. Мягкие резервуары по требованию заказчика изготавливаются с различными техническими характеристиками, имеют различные геометрические форму и цвет.

3. Композитные ремонтные муфты

Композитные ремонтные муфты предназначены для ремонта наружных и внутренних дефектов трубопроводов с потерей металла до 100% номинальной толщины стенки трубы.

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Метод постоянного ремонта
- Без огневых работ
- Без снижения рабочего давления
- Простота установки
- Небольшой объём земляных работ
- Не требуется использование тяжёлой техники
- Коррозионная стойкость
- Экономическая эффективность
- Высокая оперативность проведения работ.

4. Установки индукционного и резистивного нагрева.

- установки для предварительного нагрева сварных соединений ППЧ-20-10 и ППЧ-50-10;
- установки для термообработки сварных соединений индукционным способом нагрева серии Интерм и резистивным способом нагрева серии ТП6;
- полный спектр комплектующих и расходных материалов;
- услуги по термообработке с выездом к заказчику;

Все выпускаемое оборудование спроектировано с применением средств автоматизации, что позволяет постоянно его модернизировать, разрабатывать новые нестандартные виды оборудования, а также сокращать время на производство и внедрение.

Решаемые задачи:

- предварительный нагрев и термообработка сварных соединений (трубопроводов, реакторов).

ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ СО СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОЛЬШЕ 30 ЛЕТ

Н. М. РОГОВ¹, канд. техн. наук, доц. Л. М. СПИРИДЁНОК²

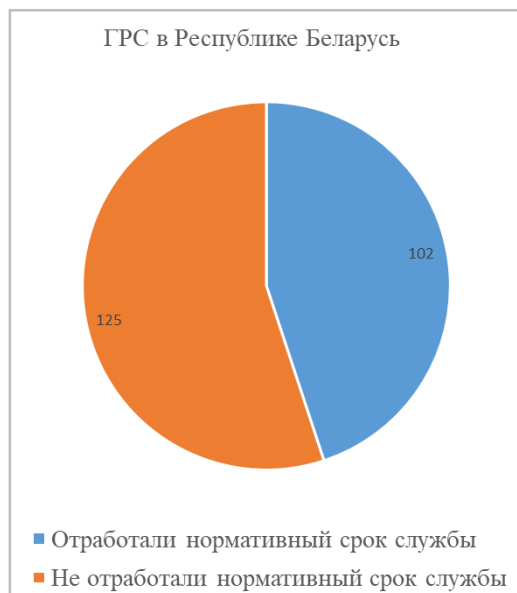
¹ ООО «Белпромизоляция»,
Новополоцк, Беларусь

² Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь

В настоящее время большинство газораспределительных станций отработало свой срок безопасной эксплуатации. На фоне продолжающегося старения отработавшего свой ресурс оборудования поднимаются вопросы надёжности и безопасности [1].

Как показывает диаграмма, 44% от всех газораспределительных станций на территории Республики Беларусь введены в эксплуатацию до 90-х годов. Это значит, что срок безопасной эксплуатации, равный 33 годам, подошёл к концу.

Рисунок 1. – Возраст газораспределительных станций



Для продления нормативного срока службы газораспределительных станций проводят комплексное диагностирование. Но не всегда есть возможность достоверно определить состояние станции. Это связано с тем, что существует ряд проблем, такие как отсутствие технической документации и сертификатов на элементы системы, отсутствие схем с привязкой элементов, выполнение расчётов для определения остаточного ресурса труб, отводов, переходов, тройников, заглушек, а так же оборудования, установленного на станции (ёмкость хранения одоранта, расходная ёмкость одоранта, пылеуловители, фильтра, подогреватели газа, трубопроводная арматура, регуляторы давления и др.)

Исходя из вышесказанного, есть необходимость в повышении надёжности газораспределительных станций, для обеспечения безопасной и бесперебойной подачи газа потребителю.

Одним из вариантов повышения надёжности является создание программного обеспечения, которое повысит качество диагностирования газораспределительных станций и позволит выявлять наиболее уязвимые места для дальнейших ремонтов. [2]

ЛИТЕРАТУРА

1. Шагалова К. А., Гущин Д. А. Диагностика газораспределительных станций, основные дефекты и методы их выявления. – Наука и Безопасность. – №1 (14), март, 2015.
2. Рогов Н. М., Спиридёнок Л. М. Повышение качества диагностирования газораспределительных станций путём создания программного обеспечения для диагностики. – Международный журнал «Вестник науки», г. Тольятти – Вып №6 (87). – Т.5, ч.1.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГТК-10-4 НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ ГЕОМЕТРИИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ В РЕМОНТНОМ ЦИКЛЕ

Е. А. РЕВУНОВ

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

В парке газоперекачивающих агрегатов (ГПА) ПАО «Газпром» значительную долю составляют агрегаты типа ГТК-10-4, от надежности и эффективности которых напрямую зависит бесперебойность транспортировки газа. В последнее пятилетие наблюдается устойчивая тенденция: часть агрегатов после проведения средних и капитальных ремонтов выходит в эксплуатацию со стойким снижением развиваемой мощности на относительно доремонтных значений. Данное негативное явление приводит к прямым экономическим потерям, связанным с ростом удельного расхода топлива и снижением пропускной способности газотранспортной системы. Традиционные методы параметрической диагностики не всегда позволяют однозначно установить причину деградации характеристик, что указывает на необходимость углубленного анализа ремонтного цикла.

Целью работы является разработка мероприятия, направленного на восстановления мощностных параметров газотурбинной установки (ГТУ) ГТК-10-4 в процессе ремонтных работ.

В основу исследования лег ретроспективный анализ дроссельных характеристик и протоколов параметрических обследований агрегатов ГТК-10-4. Теоретический анализ результатов дроссельных характеристик двигателей показал, что ухудшение технического состояния ГТУ ГТК-10-4 после проведения ремонтов, связано с увеличением значения температуры перед турбиной высокого давления (ТВД) и за турбиной низкого давления (ТНД) относительно доремонтного значения. Рост температуры перед ТВД, после проведения ремонта, влияет на ограничение частоты вращения двигателя, не позволяя достичь ее номинального значения, соответственно, развиваемая мощность ограничивается.

В данной работе подробно рассмотрена одна из возможных проблем, влияющая на рост температуры продуктов сгорания в турбине – отклонений размеров сегментов направляющего аппарата турбин ТВД и ТНД от нормативных значений

Направляющий аппарат служит для преобразования потенциальной энергии газа в кинетическую и для подвода газа к рабочим лопаткам под заданным углом. Изменение площади сечения направляющего аппарата и лопаточного угла ведет к изменению расчетной скорости потока, потерям энергии и к снижению КПД турбины, что влияет на корректную работу турбины и приводит к увеличению температуры продуктов сгорания в характерных сечениях турбины.

Для выполнения замеров площади сечения направляющего аппарата была разработана методика и специальная оснастка, включающая:

- Координатный замер высоты каждой лопатки в сегментах НА.
- Контроль угла установки лопаток.
- Расчет результирующей площади проходного сечения каждого канала.

Для реализации методики сконструированы и изготовлены специализированные шаблоны и калибры, обеспечивающие точность измерений ± 0.1 мм.

В рамках апробации разработанных приспособлений и методики был выбран ГПА с коэффициентом технического состояния ниже удовлетворительного предела после выполнения ремонтных работ.

Комиссионная разборка и последующие замеры выявили системные отклонения от паспортной геометрии:

– В НА ТНД: 70% замеренных лопаток имели положительный допуск по высоте (+1.2...+2.5 мм против допустимых ± 0.8 мм), что привело к увеличению суммарной площади проходного сечения на ~3.5%.

– В НА ТВД: 54% лопаток имели отрицательный допуск по высоте (-1.0...-2.2 мм), что вызвало заужение сечения на ~2.8%.

Полученные данные имеют четкое физическое объяснение. Увеличение сечения НА ТНД снижает скорость потока и кинетическую энергию, подводимую к рабочим лопаткам. Заужение сечения НА ТВД увеличивает гидравлическое сопротивление и затраты энергии на проток. Совместное действие этих факторов смещает расчетные режимы работы ступеней турбины, снижая их КПД. Для компенсации возросших потерь и поддержания заданной частоты вращения ротора, система автоматического регулирования вынуждена увеличивать расход топлива. Это приводит к росту температуры рабочего тела на входе в ТВД. При достижении температурного предела (предела прочности лопаток) автоматика ограничивает топливоподачу, не позволяя агрегату выйти на номинальную частоту вращения и, следовательно, на номинальную мощность.

В результате работы была экспериментально подтверждена гипотеза о непосредственном влиянии несоблюдения геометрии проточной части на падение мощности ГПА ГТК-10-4 после ремонта. Установлена количественная связь между отклонениями размеров лопаток НА и ростом температур газов, ограничивающих мощность.

Разработанное мероприятие по инструментальному контролю геометрии НА внедрено в технологический процесс ремонтных предприятий. Его применение позволяет не только устранять последствия в виде падения мощности агрегатов, но и осуществлять превентивный контроль качества ремонтных операций, связанных с восстановлением лопаточного аппарата. Это обеспечивает значительный экономический эффект за счет снижения удельного расхода топлива и повышения ресурса деталей турбины, работающих в менее напряженных температурных условиях. Дальнейшие исследования планируется направить на формализацию методики и создание цифровых двойников проточной части для прогнозирования характеристик после ремонта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зарицкий С. П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. – М.: Недра, 1987. – 198 с.
2. Методические указания по определению топливно-энергетических показателей ГПА типа ГТК-10, ГТ-750-6, ГТ-6-750, ГН-6, ГТК-5, ГТ-700-5. ПО «Союзоргэнергогаз». 1985 г.» – 28 с.

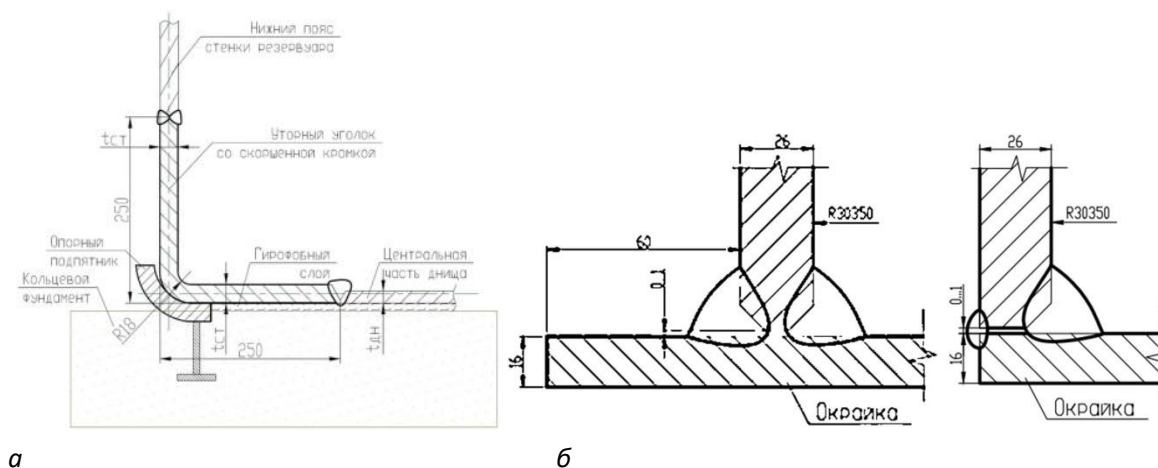
МОДЕРНИЗАЦИЯ УЗЛА СОПРЯЖЕНИЯ СТЕНКИ С ДНИЩЕМ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА

М. Р. ТЕРЕГУЛОВ, В. К. ТЯН

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

В соответствии с различными оценками, совокупная мощность резервуарных ёмкостей на территории России составляет 80–90 млн куб. м. Значительная часть из них, сосредоточена в компании «Транснефть», в которых может храниться свыше 24 млн куб. м. нефти и нефтепродуктов [1]. Эксплуатация такого парка резервуарных ёмкостей связана с постоянным поддержанием показателей безопасности и надёжности в допустимых пределах, посредством проведения плановых комплексных обследований и проведением различного рода восстановительных ремонтов. В соответствии с данными многочисленных отчётов по оценке технического состояния и результатов технической диагностики, выявлено, что большинство инцидентов, отказов и аварий в вертикальных стальных резервуарах (РВС) наблюдается в наиболее нагруженной зоне – уторном сварном шве [2].

Для снижения уровня концентраций напряжений в самой нагруженной части резервуара в работе предлагается использование модернизированной конструкции уторного узла в виде вальцованного по радиусу уголка стандартного проката для резервуаров объемом до 30 000 м³ и индивидуального исполнения для объема более 30 000 м³. Доработка наружной поверхности уголка под опорную поверхность подпятника, устраиваемого в фундаменте, выполняется на заводе резервуарных металлоконструкций. Окрайка дна соединяется с нижней полкой уголка стыковым заводским швом с полным проваром (см. рис. 1а).



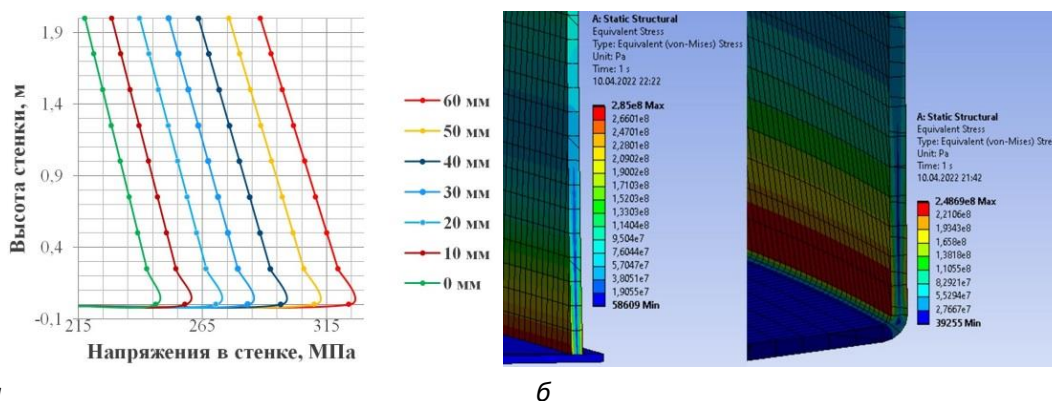
**а – модернизированная конструкция сопряжения стенки с дном РВС;
б – расчётные схемы стандартного узла и узла с нулевым вылетом**

Рисунок 1. – Модернизированная и стандартная конструкция сопряжения стенки с дном

Модифицированная конструкция узла, в отличие от стандартного исполнения (по ГОСТ 31385) обеспечивает дополнительное вращение под действием нагрузки, что позволяет увеличить плавность и контролируемость деформации под действием гидростатической нагрузки и снизить амплитуду напряжений. Скруглённая внешняя часть модифицированного уголка

воспринимает нагрузки при взливе продукта за счёт расположения точки опоры на пересечении средних линий листов днища и стенки. Опорная часть воспринимает нагрузки, как в меридиональном, так и в радиальном направлениях.

Для аналитического обоснования рассмотрим схемы конструкции модернизированного и стандартного уторного узла с интервалом выступа окрайки днища от 60 до 0 (см. рис. 1 б), на примере РВСП-50000 выполненного по типовому проекту компании «Транснефть» [4]. Выступ окрайки равный 0 мм будет соответствовать упрощённой расчётной схеме модернизированного узла и может быть решён по известному дифференциальному уравнению изгиба балки на упругом основании, решённым методом сил, с учётом теории о совместности деформации [5], с учётом коэффициента жёсткости основания, принимаемого для железобетонного фундамента под опорной поверхностью уторного узла (см. рис. 2а)



а – распределение напряжения для величин вылетов от 0 до 60 мм на высоту до 2 м;
б – сравнение напряжений в конструкциях сопряжения стенки с днищем

Рисунок 2. – Результаты аналитического и численного моделирования

Численное моделирование выполнялось в конечно-элементной среде, со скругленной внешней образующей уторного уголкового проката (см. рис. 2б).

Результаты обоснования показали, что возможно уменьшение амплитуды напряжений при сокращении вылета окрайки до 0 мм за пределы внешнего контура стенки, что соответствует предложенной в работе конструкции. В аналитической модели наблюдается снижение напряжений в конструкции на 24% (см. рис. 2а). Численное обоснование также подтверждает, что максимальные эквивалентные напряжения в модернизированной конструкции уменьшаются на 13,3% (см. рис. 2б). Анализ указывает на возможность локального снижения максимальной амплитуды напряжений через модернизацию узла при одинаковых условиях задачи с учётом сделанных допущений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Факты о ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс]: <https://транснефть.рф/about/facts/> (дата обращения 30.10.2025).
2. Землянский А. А., Вертынский О. С. Опыт выявления дефектов и трещин в крупноразмерных резервуарах для хранения углеводородов // Инженерно-строительный журнал. – 2011. – № 7. – С. 40–44.
3. ТПР.Г.0.0000.4.10302.105-15-КМ-436 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуар вертикальный стальной с понтоном строительным номиналом 50000 м³ (436). Типовые проектные и технические решения. ПАО «Транснефть». – 2015 г.
4. Сафарян М. К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. – М.: ВНИИСТ, 1958. – С. 240.
5. РД-23020.00-КТН-296-07 Руководство по оценке технического состояния резервуаров, ОАО «АК Транснефть», 2007 г.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Д. В. ЗАГОРНОВА, А. В. ЯКОВЛЕВА

Научный руководитель: Л. Е. ЗЕМЛЕРУБ

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Актуальность разработки САПР МНП. Современные требования к проектированию и эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов предполагают сокращение сроков разработки проектной документации при одновременном повышении надёжности и безопасности объектов. Традиционные методы проектирования не всегда обеспечивают достаточную точность прогнозирования поведения материалов и систем в реальных условиях эксплуатации. Внедрение систем автоматизированного проектирования (САПР), основанных на информационном моделировании и методах теории принятия решений (ТПР), позволяет: ускорить процессы проектирования; повысить качество расчётов; адаптировать проектные решения под конкретные требования заказчика или условия эксплуатации.

Цель проекта. Основная цель – снижение временных затрат на проектирование объектов магистрального нефтепровода за счёт применения современных цифровых инструментов, а также обеспечение повышенной надёжности и безопасности трубопроводных систем путём точных инженерных расчётов и моделирования.

Задачи проекта. Для достижения цели определены следующие задачи: построение информационной модели объектов трубопроводной инфраструктуры; формализация методов теории принятия решений (ТПР) для создания нормативно-базовой (НБ) модели объектов; анализ эффективности предлагаемого подхода на основе сравнения с существующими практиками проектирования и управления. Эти задачи направлены на создание единой цифровой среды, объединяющей проектные, эксплуатационные и управленческие данные в рамках сквозного жизненного цикла объекта.



Рисунок 1. – Объекты резервуарного парка

Структура информационной базы АСУ ТП. Информация в АСУ ТП разделена на три типа:

- Оперативная база данных (ОБД) – хранится в оперативной памяти УВК, содержит текущие параметры технологического процесса.
- Нормативно-справочная база (НСБ) – описывает структуру ТОУ, характеристики оборудования; доступна как на УВК, так и на АРМ специалистов в ЛВС.

– Архивная база данных (АБД) – формируется на основе протоколов изменений и используется для анализа, отчётности и планирования.

Центральная НСБ ведётся администратором базы данных на АРМ АБД, после чего необходимые фрагменты передаются в УВК и на рабочие места специалистов.

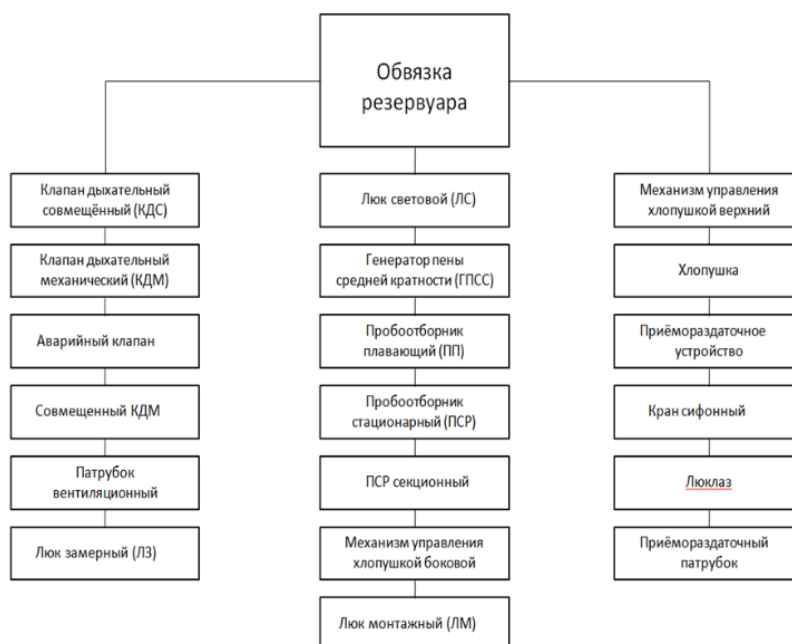


Рисунок 2. – Объекты обвязки резервуара

Программное и аппаратное обеспечение АСУ ТП ЮжМНПП включает:

- УВК СМ-2М с цветным дисплеем диспетчера и пультом управления;
- сеть ПЭВМ с файл-сервером (NETWARE);
- микропроцессорные системы сбора данных на резервуарных парках;
- устройства телемеханики ТМ-120.

Программное обеспечение состоит из 14 комплексов: 8 работают на ПЭВМ (включая АРМ диспетчера, энергетика, механика и др.), 6 – на УВК и обеспечивают функционирование в реальном времени.

Обработка телемеханической информации. Основной вызов при приёме данных – обработка порций информации до поступления следующей. При скорости передачи 600 бод и максимальной длине порции 18 байт, УВК имеет от 105 до 330 мс на обработку. Процессор СМ-2М способен выполнить до 66 000 команд за это время, но при подключении нескольких устройств ТМ нагрузка возрастает. Для решения проблемы предлагаются меры: увеличение числа буферов; перенос подсистемы отображения мнемосхем на ПЭВМ; перенос алгоритмов фильтрации на уровень КТС телемеханики.

Заключение и перспективы. Разработка САПР МНП на основе информационного моделирования и ТПР создаёт основу для цифровой трансформации трубопроводного транспорта. Проект обеспечивает: сокращение сроков проектирования; повышение точности расчётов; интеграцию проектных и эксплуатационных данных. В будущем систему можно развить за счёт: моделирования аварийных ситуаций; оптимизации трассы трубопровода; интеграции с геоинформационными системами (ГИС); внедрения искусственного интеллекта для прогнозной аналитики и автоматизированного принятия решений.

Таким образом, предложенный подход не только актуален сегодня, но и закладывает основу для создания «умной» инфраструктуры трубопроводного транспорта нового поколения.

Секция 3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 622.691.48

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВНЕДРЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Н. В. СТРУЦКИЙ

*Государственное предприятие «НИИ Белгипротопгаз»,
Минск, Беларусь*

В соответствии с Правилами учета природного газа [1] для расчета потерь природного газа в газоснабжающих организациях ГПО «Белтопгаз» применяется Инструкция о порядке определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа (далее – Инструкция).

Согласно Инструкции [2], общие потери газа за отчетный период находятся как сумма следующих составляющих: условно-постоянных потерь газа; производственных потерь газа; потерь газа на узлах учета газа без коррекции на изменение влияющих физических величин (давления, температуры, коэффициента сжимаемости); потерь газа, обусловленных неопределенностью (погрешностью) измерений количества газа.

Очевидно, что две последние составляющие представляют собой мнимые (виртуальные) потери, к действительным, физическим потерям газа относятся условно-постоянные потери – потери вследствие допустимой негерметичности технологического оборудования и потери на плановое обслуживание и ремонт объектов газораспределительной системы, а также производственные потери – потери газа при вводе в эксплуатацию новых объектов газораспределительной системы и наладке газового оборудования.

Инструкция включает расчетные формулы для определения различных видов потерь газа, необходимые для расчета справочные данные. Для привязки вычислений к реальным условиям производства, установлена градация типовых объектов газораспределительной системы – газопроводов, газорегуляторных пунктов и установок по диаметру, давлению, и другим характеристикам, определены нормативные величины потерь газа.

Документ введен в действие в 2009 году и имеет положительный опыт применения в газовой отрасли. Вместе с тем, практика выявила в нем отдельные пробелы, как например в части, касающейся определения потерь в случае аварийных ситуаций (порывов, сквозных коррозионных повреждений газопроводов и т.п.). Аварийные потери могут составлять значительные объемы газа и должны в обязательном порядке фиксироваться и учитываться в балансе за текущий отчетный период [3]. В этой связи, Инструкция нуждается в соответствующем дополнении и гармонизации с действующими ТНПА в области охраны окружающей среды и природопользования [4].

Но, самое главное, за последнее десятилетие в отрасли произошел качественный технологический скачок, что среди прочего способствовало и снижению реальных потерь газа. Ряд технических мероприятий в данном направлении выполняются газоснабжающими организациями объединения на постоянной основе, в том числе, в рамках выполнения Программы

комплексной модернизации производств газовой сферы на 2021–2025 годы, планов по техническому перевооружению и повышению качества обслуживания объектов газораспределительной системы.

Так, газоснабжающими организациями ГПО «Белтопгаз» широко используются хорошо зарекомендовавшие себя системы «стоп-газ», позволяющие выполнять работы по ремонту, реконструкции и подключению новых газопроводов, замене отключающих устройств без прекращения газоснабжения. Данная технология врезки и байпасирования не требует снижения давления газа и обеспечивает отключение локального участка при сохранении рабочих параметров в газопроводе в целом [5]. Монтаж и последующее снятие временного байпаса производится с помощью соединительных элементов заводского изготовления, что повышает уровень оперативности и безопасности работ.

Использование системы «стоп-газ» обеспечивает существенное снижение потерь газа на продувки и повторные пуски. Существующие возможности оборудования позволяют применять его на распределительных газопроводах всех категорий давления диаметром от 15 до 900 мм.

Другим важным новшеством стало применение приборного диагностического оборудования для технического обслуживания газорегуляторных пунктов и установок. Системы диагностирования PLEXOR и программно-технические комплексы «REGION-gaz» (последние – отечественного производства) позволяют определять техническое состояние объектов в автоматическом режиме, минимизируя влияние человеческого фактора.

При использовании данного оборудования отпадает необходимость в периодическом проведении «ручной» настройки предохранительных сбросных и запорных клапанов, ПСК и ПЗК [4], что с учетом большого количества газорегуляторных пунктов и установок, позволяет существенно снизить потери газа на их обслуживание.

Способствуют снижению потерь газа и замена подверженных утечкам по сальнику задвижек шаровыми кранами, вырезка на вводах газопроводов футляров, где зачастую скапливалась влага и начинались коррозионные процессы, и, наконец, переход на строительство газопроводов из полиэтиленовых труб, отличающихся коррозионной стойкостью, высоким коэффициентом линейного удлинения и хорошей эластичностью.

С учетом указанных выше факторов, Государственным предприятием «НИИ Белгипротопгаз» в сотрудничестве с Институтом тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова НАН Беларуси проводится переработка и адаптация к современным условиям Инструкции о порядке определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила учета природного газа: утв. постановлением Совета Министров Республики Беларусь 15.12.08 № 1934; в ред. постановления Совета Министров Республики Беларусь от 30.12.20. – Минск: Энергопресс, 2021. – 25 с.
2. Инструкция о порядке определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа. – Минск: Инженерный центр ОО «БОИМ», 2010. – 52 с.
3. Саликов, А. Р. Разбаланс в сетях газораспределения / Р. А. Саликов // Газ России. – 2015. – №4. – С. 36–41.
4. ТКП 17.08-10-2008. Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосфера. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов при обеспечении потребителей газом и эксплуатации объектов газораспределительной системы. – Минск: Бел НИЦ Экология, 2008. – 31 с.
5. Рогачев, А. Г. Применяемые технологии, материалы и оборудование – факторы влияния на снижение объемов потерь газа / А. Г. Рогачев, Д. Е. Рыбкин // Газовая промышленность. – 2018. – № 2. – С. 44–51.
6. Правила по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения. – Минск: ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ», 2023. – 187 с.

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В СИСТЕМЕ ГПО «БЕЛТОПГАЗ»

Н. В. СТРУЦКИЙ, А. М. САЙКО

*Государственное предприятие «НИИ Белгипротопгаз»,
Минск, Беларусь*

В современных экономических реалиях задача повышения эффективности энергопотребления является одной из наиболее приоритетных. В рамках данного направления Государственным предприятием «НИИ Белгипротопгаз» в сотрудничестве с ЗАО «АВЕКТИС» разработана концепция автоматизированной системы диспетчеризации энергоресурсов (АСДЭ), объединяющей учет расхода электроэнергии, воды, газа и теплоты на собственные нужды на предприятиях Государственного производственного объединения по топливу и газификации (ГПО) «Белтопгаз».

Опережающее развитие современных технологий, необходимость обновления приборного парка, требуют применения наиболее эффективных компонентов, и их интеграции в общую систему диспетчеризации. Соответственно, базовая стадия разработки концепции заключалась в анализе существующего положения в области учета расхода энергоресурсов, в том числе, в части эксплуатируемых приборных средств, в оценке общей готовности к внедрению автоматизированного учета энергоресурсов в системе объединения.

Для этого был произведен сбор данных по оснащенности приборами учета энергоресурсов 26 предприятий, входящих в состав объединения. Определено общее количество приборов учета энергоресурсов, в котором выделены следующие категории: приборы, подключенные к локальным автоматизированным системам или системам диспетчеризации; не подключенные, но имеющие техническую возможность для такого подключения; подлежащие замене в целях полной автоматизации и диспетчеризации.

Всего на предприятиях ГПО «Белтопгаз» установлено 8364 прибора учета электроэнергии, 2405 приборов учета газа, 613 приборов учета воды, 138 приборов учета количества теплоты, что является достаточным для полного и прозрачного учета энергоресурсов.

Из общего количества приборов учета электроэнергии подключено к автоматизированным системам контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) 20,91 %; техническая возможность подключения к АСКУЭ существует у 73,06 % приборов учета электроэнергии; 6,03 % приборов учета электроэнергии подлежат замене. Также подключено к системе диспетчеризации 9,94 % приборов учета газа; техническая возможность подключения к системе существует у 90,06 % приборов, необходимости в замене приборов для подключения к системе диспетчеризации нет.

Из общего количества приборов учета воды подключено к системе диспетчеризации 0,98 %; техническая возможность подключения к системе существует у 98,37 % приборов; 0,65 % приборов учета воды подлежат замене. В области учета расхода тепла замены приборов не требуется, так как все они обладают технической возможностью для полной автоматизации и диспетчеризации. В тоже время, подключены к системе диспетчеризации всего 4 прибора учета теплоты.

Приведенные цифры говорят о достаточно высоком уровне готовности предприятий, входящих в систему ГПО «Белтопгаз», к переходу на автоматизированную систему диспетчеризации энергоресурсов (78,23% в среднем).

В рамках концепции разработана трехуровневая структура АСДЭ ГПО «Белтопгаз» в виде единого программно-технического комплекса, позволяющего осуществлять сбор, хранение, обработку и отображение данных и аналитических выкладок.

Первый уровень системы (уровень средств учета) составят электронные счетчики электроэнергии, тепла, газа, воды. Второй уровень (уровень объекта учета) – устройства сбора и передачи данных (УСПД), GSM-модемы и каналы связи, объединенные в рамках корпоративной межобластной междооператорской сети передачи данных (ММСРД). Третий уровень (пользовательский) – серверное оборудование, АРМ пользователей, системное и прикладное программное обеспечение, интегрированное в единую автоматизированную систему (ЕАС) ГПО «Белтопгаз» [1, 2].

В этих целях разработаны требования к функционалу и режимам функционирования системы, ее надежности, безопасности, организации эксплуатации, технического обслуживания, ремонта и сопровождения, обеспечения сохранности и защиты информации от несанкционированного доступа.

Также для системы диспетчеризации разработана схема построения программного обеспечения (серверной и клиентской части). Реализация ПО предполагается на свободно распространяемой программной платформе (например, Linux) и базе данных с открытым кодом (например, PostgreSQL).

Для получения доступа к функциям системы и отображения данных энергоучета конечный пользователь будет иметь возможность работы с АСДЭ через стандартные браузеры без инсталляции дополнительного программного обеспечения, либо через мобильное приложение с установкой приложения на мобильное устройство. Клиентское web-приложение должно обеспечивать работу пользователей системы с использованием стационарных ПЭВМ, мобильных и планшетных устройств.

Гибкая архитектура АСДЭ позволит масштабировать типовые решения по диспетчеризации энергоресурсов на различных уровнях, включая аппарат управления ГПО «Белтопгаз», газоснабжающие организации, производственные управления и их филиалы, торфодобывающие предприятия, другие организации объединения.

Глубокая, многоуровневая диспетчеризация энергоресурсов позволит обеспечить интеграцию данных об энергопотреблении в общем банке данных (Big Data), возможность предиктивной аналитики с использованием алгоритмов машинного обучения, централизованный контроль безопасности и целостности информационных потоков. В целом, развитие «умного» энергоучета является одним из приоритетных направлений цифровой трансформации отрасли и важной составляющей построения общепромышленного цифрового двойника [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. Зыков, Д. Д. Обзор комплексных решений в сфере учета ресурсов / Д. Д. Зыков, Д. Р. Уразаев, Н. Ю. Хабидулина // Доклады ТУСУР. – 2017. – №4. – С. 131–133.
2. Струцкий, Н. В. Единая автоматизированная система ГПО «Белтопгаз». От идеи к результату / Н. В. Струцкий, В. Ю. Васильев // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 3 (57). – С. 52–55.
3. Романюк, В. Н. Предиктивная аналитика объектов газораспределительной системы Республики Беларусь: текущее состояние и перспективы / В. Н. Романюк, А. М. Нияковский, Н. В. Струцкий // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F. Строительство. Прикладные науки. – 2024. – № 3 (38). – С. 12–18. – DOI: 10.52928/2070-1683-2024-38-3-12-18.

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ОСТАТОЧНОЙ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДОВ ЦИФРОВЫМ РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

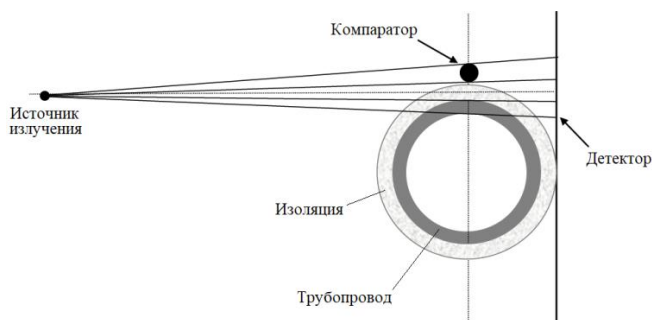
А. В. ВОРОБЕЙ, А. О. ЖУПИНА, А. Н. МИХАЧЁВ

ОАО «БЕЛГАЗСТРОЙ» – управляющая компания холдинга»,
Минск, Беларусь

Безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов уделяется особое внимание, объект должен отработать установленный срок службы без аварий и инцидентов. Основной причиной, приводящей к снижению эксплуатационного ресурса трубопроводов, является коррозионный износ. Коррозия разрушает металл и приводит к изменению его свойств, снижая несущую способность стенки трубопровода [1]. По характеру поражения коррозию делят на общую и локальную [1]. Общая коррозия приводит к равномерному износу всей стенки трубопровода. Локальная – развивается на отдельных участках (например – язвенная) и является наиболее опасной.

Традиционным методом контроля остаточной толщины стенки трубопроводов является ультразвуковой. Метод с высокой достоверностью позволяет оценить остаточную толщину металла при сплошном коррозионном износе. Однако в случае локальной коррозии при контроле могут возникать сложности. При повреждении внутренней части стенки трубопровода ультразвуковая толщинометрия может не обеспечивать выявление локальных участков износа, так как они могут не попасть в область прозвучивания дефектоскопа. Развитие современных ультразвуковых технологий позволяет проводить контроль толщины стенки не в локальных участках, а всей поверхности стенки (коррозионный маппинг), однако требуется качественная подготовка поверхности металла и высокая квалификация персонала. Применение ультразвуковой толщинометрии, для оценки толщины стенки трубопроводов, требует подготовки поверхности: снятие изоляции и зачистки зон контроля.

Инженерно-технический центр ОАО «БЕЛГАЗСТРОЙ» – управляющая компания холдинга» внедрил в свою практику контроль остаточной толщины стенки трубопроводов радиографическим методом, применяя тангенциальный способ в соответствии с ISO 20769-1:2018 [2]. Измерение толщины стенки предложенным методом не требует подготовки поверхности металла и позволяет проводить контроль через изоляционное покрытие (рисунок 1). В отличие от ультразвуковой толщинометрии метод позволяет проводить контроль не локальных участков, а всей протяженности контролируемого участка. Например, измеряется толщина стенки отвода в растянутой и в жатой зоне в каждой точке сечения. Результаты измерений имеют достаточно наглядный вид (рисунок 2).



**Рисунок 1. – Схема тангенциальной радиографии
для контроля остаточной толщины стенки трубопроводов**

Тангенциальный радиографический контроль коррозии трубопроводов основан на зависимости просвечиваемой толщины от диаметра и толщины стенки трубы. Просвечиваемая толщина имеет отличающиеся законы изменения в различных областях углов просвечивания. Идентификация этих областей и дает возможность провести измерение толщины стенки трубопроводов. В цифровом радиографическом контроле такая идентификация проводится по анализу изменения уровня серого на цифровом снимке. А благодаря более широкому динамическому диапазону цифровая радиография расширила номенклатуру контролируемых объектов. Кривизна трубопроводов оказывает влияние на точность идентификации зон характерного изменения просвечиваемой толщины, поэтому данный метод, как правило, не применяется для диаметров более 100 мм. Тангенциальный радиографический контроль имеет ряд особенностей, требующих детальной проработки методики контроля:

1. Просвечиваемая толщина больше, чем при радиографическом контроле сварных соединений, что требует высокоэнергетических источников ионизирующего излучения. Контроль, как правило, проводится гамма-источниками, применение рентгеновских аппаратов сопровождается рядом сложностей;

2. При контроле часть области детектора засвечивается прямым излучением, однако при этом не допускается перенасыщение уровня серого цифрового снимка;

3. Контролирующий персонал обязан пройти дополнительную подготовку, в том числе – интерпретации результатов контроля.

В Инженерно-техническом центре проработаны все методические аспекты метода контроля толщины с помощью радиографии, что позволило внедрить его в практику. Метод позволяет с высокой точностью и достоверностью выявлять как сплошной, так и локальный коррозионный износ стенок трубопроводов, в том числе участков, находящихся в изоляции. На рисунке 2 представлены результаты контроля остаточной толщины стенки трубопровода, подверженного сплошному неравномерному коррозионному износу.

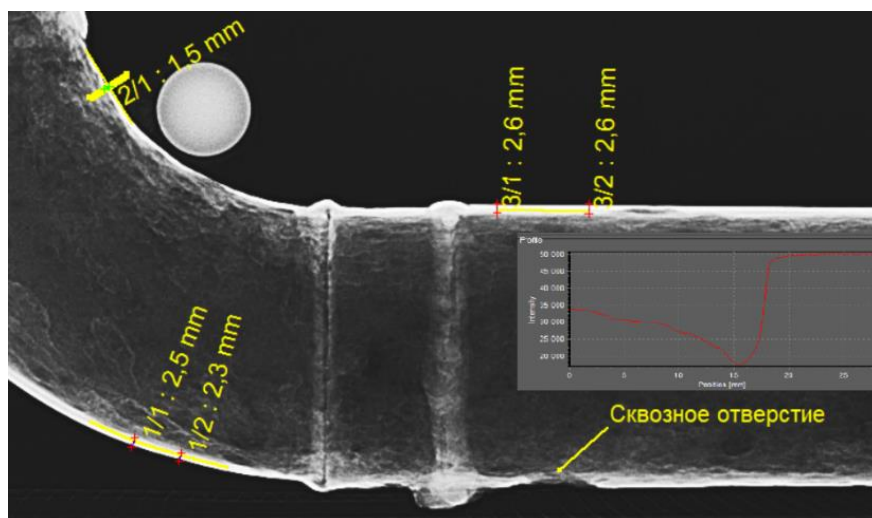


Рисунок 2. – Результаты контроля остаточной толщины стенки трубопровода

ЛИТЕРАТУРА

1. Медведева М. Л., Мурадов А. В., Прыгаев А. К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: учеб. пособие / Медведева М. Л. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013. – 250 с.
2. ISO 20769-1:2018 Non-destructive testing – Radiographic inspection of corrosion and deposits in pipes by X- and gamma rays – Part 1: Tangential radiographic inspection.

СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСИПОВИЧСКОГО ПХГ

Г. Г. КОТЯШЕВ

*ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

Устойчивая работа объектов энергетики, отраслей промышленности и коммунально-бытового сектора Республики Беларусь в значительной мере зависят от надежности функционирования системы газоснабжения. Система газоснабжения представляет собой совокупность взаимосвязанных технологических объектов добычи газа (находятся за пределами республики), транспорта газа, подземных хранилищ газа (ПХГ) и распределительных сетей. Основная задача системы газоснабжения – это непрерывная подача потребителям необходимого количества природного газа с заданными физико-химическими показателями.

Важнейшей составной частью системы газоснабжения являются ПХГ, которые позволяют оптимизировать работу газотранспортной системы Республики Беларусь и обеспечить бесперебойное снабжение газом потребителей на протяжении года. В эксплуатации ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» находятся три подземных хранилища газа: Осиповичское, Прибугское и Мозырское. Базисные Осиповичское и Прибугское ПХГ созданы в водоносных горизонтах, пиковое Мозырское ПХГ создано в отложениях каменной соли.

Самое первое на территории Республики Беларусь, созданное в сложных горно-геологических условиях Осиповичское подземное хранилище газа, представляет собой уникальное инженерно-техническое сооружение со специфическими технологическими особенностями эксплуатации. В процессе создания хранилища внедрена и постоянно развивается эксклюзивная в своём роде система сбора, подготовки и использования низконапорного газа (Система разработки низконапорного газа, Система). Её реализация позволила зарегулировать процессы миграции, обеспечить мониторинг и контроль за распространением скоплений низконапорного газа, а также организовать эффективное его использование для нужд предприятия и сторонних потребителей. Применение современных технологий по сбору, подготовке и рациональному использованию низконапорного газа существенно повысило эффективность и безопасность эксплуатации Осиповичского ПХГ.

В докладе наглядно продемонстрирован принцип формирования технологических потерь газа на Осиповичском ПХГ, сделан акцент на методичном и комплексном подходе предприятия к вопросам сокращения технологических потерь, приведены направления работы и основные реализуемые мероприятия по их снижению.

Приоритетным направлением по дальнейшему сокращению технологических потерь газа на Осиповичском ПХГ является развитие Системы разработки низконапорного газа. В работе детально раскрыта структура Системы, показаны особенности её эксплуатации, ресурсная база и приоритетные направления использования газа малодебитных скважин, представлена подробная информация по технико-эксплуатационным параметрам установок-потребителей низконапорного газа.

В рамках анализа результативности функционирования внедренной на Осиповичском ПХГ Системы, в докладе выполнена оценка Системы с точки зрения энергосбережения, а также экономически эффективного и рационального использования вторичных ресурсов природного газа.

Стратегические планы предприятия предполагают планомерное наращивание объемов сбора и использования низконапорного газа. В работе показаны перспективы и основные направления развития Системы на ближне- и среднесрочную перспективу, как основного фактора повышения энергоэффективности эксплуатации Осиповичского ПХГ, созданного в пористой среде с активным напорным режимом пластовых вод.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ВТД
В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МГ ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»**

Е. Г. МАЖУГА

*ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

В настоящее время одним из наиболее эффективных и достоверных методов диагностирования линейной части магистральных газопроводов является внутритрубная техническая диагностика (далее – ВТД). Современное оборудование для ВТД позволяет получать информацию о всех возможных дефектах, сварных швах, особенностях газопровода, в том числе их местоположении и геодезических координатах каждого сварного шва диагностируемого участка газопровода.

В зоне эксплуатационной ответственности ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (далее – Общество) находится более 7800 км магистральных газопроводов условным диаметром от DN 50 до DN 1400. За последние 10 лет доля газопроводов Общества, которая продиагностирована средствами ВТД, выросла до 71 % от протяженности газопроводов, имеющих потенциальную возможность проведения ВТД.

Основная информация, получаемая из отчета ВТД, и необходимая в первую очередь для оценки технического состояния конкретного газопровода является массив выявленных дефектов с точным их местоположением. Действующая в Обществе нормативно-техническая документация позволяет ранжировать все выявленные дефекты на категории опасности [1]. К категории опасности «А» относятся дефекты, требующие выполнения мероприятий, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации газопровода (отключение участка, ограничение разрешенного рабочего давления, оперативное обследование или устранение дефекта и т.д.) [1]. К категории опасности «В» относят дефекты, обследование которых выполняется в плановом порядке [1]. К категории опасности «С» относят дефекты, для которых изменение эксплуатационного режима и проведение наружного обследования для уточнения их типа и размеров в пределах временного интервала между плановыми ВТД не требуется [1].

Таким образом, получая окончательный отчет по ВТД с ранжированными на категории опасности дефектами, Общество достаточно оперативно может принимать решения о необходимости, срочности и объеме ремонтных работ для поддержания технического состояния линейной части магистральных газопроводов на необходимом уровне.

В целом базовая стратегия Общества по достижению и поддержанию необходимого уровня технического состояния в долгосрочной перспективе складывается из своевременной диагностики и определении приоритетных участков для выполнения ремонтных работ (в первую очередь капитального ремонта), основанные на анализе не только технического состояния газопроводов, но и техногенных рисков их эксплуатации. Основным источником необходимой информации для выполнения корректных расчетов выступают результаты ВТД.

Критерием оценки технического состояния по результатам ВТД является показатель технического состояния, характеризующий поврежденность линейного участка МГ от обнаруженных дефектов, напряжений и переменных нагрузок. Показатель технического состояния участка ЛЧ МГ определяют по показателям технического состояния труб, соединительных деталей и сварных соединений [2]. По результатам рассчитанного показателя технического состояния

участка ЛЧ МГ (за участок ЛЧ МГ принимается межкрановый участок в пределах перегона между камерами запуска и приема внутритрубных устройств) участки ранжируются по техническому состоянию. Далее с учетом прогнозирования развития дефектов на планируемый период на основании пространственных данных и объектов окружения каждого газопровода рассчитываются показатели риска эксплуатации. По результатам полученных значений показателей технического состояния, риска эксплуатации и с учетом потоковых задач транспорта газа определяются наиболее приоритетные участки для проведения капитального ремонта.

Таким образом, весь процесс управления техническим состоянием линейной части магистральных газопроводов в наибольшей степени зависит от наличия и полноты результатов проведенного ВТД, что наряду с постоянным ростом доли участков, продиагностированных средствами ВТД, способствует достижению необходимого уровня технического состояния.

ЛИТЕРАТУРА

1. Регламент контроля технического состояния линейной части магистральных трубопроводов : РД-03-1349. – Спб., 2024. – 323 с.
2. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции : СТО Газпром 2-2.3-292-2009. – Введ. 2009-09-30. – М. : ОАО «Газпром», 2009. – 26 с.

ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»

И. Н. СИРОТКИН

*ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

В зоне эксплуатационной ответственности ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» (далее – Общество) находится 13 компрессорных станций (КС), 115 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной установленной мощностью 750 МВт. Срок эксплуатации 6 компрессорных станций составляет почти 50 лет. Для обеспечения надежной эксплуатации и поддержания оборудования КС в рабочем состоянии выполняются своевременные диагностические работы. Отдельное оборудование КС прошло этап повторного технического диагностирования. По каждому из объектов создана база технических данных, позволяющая выполнять мониторинг результатов испытаний и измерений, проведенных при техническом диагностировании. По компрессорным станциям белорусского участка магистрального газопровода «Ямал-Европа» в течение первого года эксплуатации была выполнена базовая паспортизация диагностических показателей оборудования. Полученные первичные диагностические данные на текущем этапе эксплуатации позволяют прогнозировать изменение показателей надежности оборудования, тем самым обеспечивая своевременное планирование и проведение предупредительных ремонтных работ.

Общая протяженность технологических трубопроводов компрессорных станций (далее – ТТ КС) Общества составляет 37,642 км в пересчете на Ду 1000, из которых 53,79% имеет срок эксплуатации также почти 50 лет.

Длительная эксплуатация ТТ КС за пределами нормативного ресурса защитных покрытий сопровождается ростом вероятности аварий по причине развития эксплуатационных дефектов, в первую очередь коррозии, коррозионного растрескивания металла труб и сварных соединений.

В настоящее время для ТТ КС ПАО «Газпром» совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» реализуют модель управления техническим состоянием и целостностью (УТСЦ) на основе риск-ориентированного подхода к эксплуатации, техническому диагностированию и ремонту труб, СДТ и сварных соединений ТТ КС, учитывающую прочность и остаточный ресурс трубопроводов, а также достигнутые возможности внутритрубных автоматизированных диагностических комплексов (ВАДК). При этом, надежность объектов ТТ КС характеризуется одним из основных параметров технического состояния, определяющим его конструктивную надежность – вероятностью безотказной работы («q») [1].

Эксплуатация ТТ КС без изменения режима и ограничения срока эксплуатации возможна при «высоком» (проектном) или «среднем» уровне надежности всех элементов ТТ КС, когда вероятность отказа элементов (q) соответствует условию $q < 10^{-4}$.

Предельно допустимое значение вероятности отказа по ТТ КС должно удовлетворять условию $q < 5 \cdot 10^{-3}$, что соответствует «Нормальному» уровню надежности, с прогнозной оценкой остаточного ресурса элементов ТТ КС сроком не менее 5 лет.

Эксплуатация с расчетным значением вероятности отказа элементов ТТ КС $q > 10^{-2}$, соответствующей «низкому» уровню надежности, требует прекращения эксплуатации и проведения ремонта [2].

Использование ВАДК дополнительно обеспечивает информационной базой для выполнения комплекса диагностических работ при оценке технического состояния ТТ КС.

В целях снижения аварий и аварийных ситуаций на компрессорных станциях ПАО «Газпром» введен показатель полноты данных («Ω») [3], учитывающий относительное значение обследованных участков технологических трубопроводов компрессорных станции. Тем самым, достижение целевых значений по данному показателю обеспечивает раннее выявление дефектов, их устранение и, соответственно, снижение рисков возникновения нештатных ситуаций на компрессорных станциях.

Для достижения целей безотказной работы оборудования компрессорных станций ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» в полном объеме обеспечивает требования и подходы данной модели к эксплуатации ТТ КС, особенно с длительными сроками эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Управление техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ПАО «Газпром». Методика расчета показателей надежности технологических трубопроводов компрессорных станций : Р Газпром 2-2.3-1265-2021. – Введ. 2022-01-10. – М. : ПАО «Газпром», 2021. – 65 с.
2. Циркулярное письмо ПАО «Газпром»: ЦП-03/08/2-2369. – Введ. 2023-03-10 – М. : ПАО «Газпром», 2023. – 6 с.
3. Управление техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ПАО «Газпром». Методика расчета показателей технического состояния технологических трубопроводов компрессорных станций : СТО Газпром 2-2.3-1217-2020. – Введ. 2021-02-01. – М. : ПАО «Газпром», 2020. – 67 с.

ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ

А. Т. РУДКОВСКИЙ

УП «МИНГАЗ»

Минск, Беларусь

Сегодня долговечность газораспределительной системы играет важную роль в обеспечении бесперебойного газоснабжения потребителю, особую значимость приобретают методы неразрушающего контроля и диагностики. Раннее выявление дефектов и потенциальных угроз позволяет предотвратить аварии, минимизировать экономические потери и обеспечить экологическую безопасность.

Техническое диагностирование газораспределительных систем является важнейшим инструментом обеспечения их безопасности и надежности в соответствии с требованиями законодательства Республики Беларусь.

В УП «МИНГАЗ» техническое диагностирование проводится на основе утвержденных нормативных документов, методик и инструкций, что гарантирует качество и достоверность получаемых данных. Для проведения таких работ необходимо наличие лицензий, аккредитованной лаборатории, квалифицированного персонала и разработанных методик, соответствующих требованиям стандартам неразрушающего контроля.

В практике предприятия применяются современные методы диагностики, такие как ультразвуковой, радиографический, металлографический, а также внутритрубные технологии, позволяющие получать максимально точную информацию о состоянии трубопроводов. В последние годы активное развитие научно-исследовательской деятельности позволило определить ресурс газопроводов, разработать методы оценки их надежности и остаточного ресурса, что способствует более эффективному управлению эксплуатацией систем.

Особое значение приобретает внутритрубная диагностика, которая представляет собой высокотехнологичный метод обследования труб, позволяющий обнаруживать дефекты с высокой точностью и своевременно принимать меры по их устранению. Эта технология способствует не только выявлению существующих повреждений, но и продлению срока службы газопроводов за счет своевременного планирования ремонтов и профилактических мероприятий.

Основные задачи внутритрубной диагностики включают локализацию и определение характеристик дефектов, контроль геометрии и трассы трубопроводов, что обеспечивает полное представление о техническом состоянии системы. Эффективность таких методов подтверждается успешными практическими кейсами, в том числе обнаружением дефектов изоляционного покрытия и продлением срока эксплуатации объектов.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ЗА ПРЕДЕЛАМИ НОРМАТИВНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ПУТЕМ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

А. Н. ЯНУШОНОК¹, канд. техн. наук, доц. А. С. СНАРСКИЙ²

¹ Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь

² Филиал БНТУ «Межотраслевой институт повышения квалификации
и переподготовки кадров по менеджменту и развитию персонала БНТУ»,
Минск, Беларусь

Срок эксплуатации более 60% линейной части магистральных нефтегазопроводов в Республике Беларусь превышает 33 года, что свидетельствует о её старении. Старение магистральных нефтегазопроводов проявляется в деградации структуры и механических свойств основного металла и сварных соединений, и в первую очередь ударной вязкости, которая может снижаться в 3 и более раз [1]. Основным последствием снижения ударной вязкости является повышение вероятности развития трещин, что ведет к росту риска аварийного разрушения магистрального нефтегазопровода по ослабленным зонам. Наиболее высокая интенсивность деградационных процессов наблюдается на участках со структурной неоднородностью, которыми являются в первую очередь сварные соединения [2]. При этом постоянного контроля значений ударной вязкости не ведется.

Таким образом, актуальным направлением совершенствования эксплуатации магистральных нефтегазопроводов является разработка и внедрение способа неразрушающего диагностирования их механических свойств, определяющего момент объективной необходимости остановки трубопровода и с целью проведения ремонтных работ по восстановлению ударной вязкости материала кольцевых стыков.

Одна из задач технического диагностирования объекта состоит в расчете его остаточного ресурса в виде экстраполяции изменения в ретроспективе значений основного параметра, определяемых при текущем диагностировании, при условии сохранения существующих условий эксплуатации. Основным параметром при определении остаточного ресурса линейной части магистральных нефтегазопроводов принята ударная вязкость KCU материала их кольцевых сварных соединений, которая может быть определена без вырезки образцов по результатам измерения твердости способом, предлагаемым в работе [3]. Скорость деградации ударной вязкости кольцевых сварных стыков магистральных нефтегазопроводов рассчитывается в результате измерения её значений в процессе эксплуатации через определенные интервалы времени: начальное значение при вводе в эксплуатацию $\Rightarrow$ диагностирование $\Rightarrow$... $\Rightarrow$ окончание расчетного срока эксплуатации $\Rightarrow$ восстановление значений ударной вязкости $\Rightarrow$ диагностирование $\Rightarrow$ расчет остаточного ресурса ... $\Rightarrow$ вывод из эксплуатации.

Изменение ударной вязкости кольцевых сварных соединений в течение эксплуатации не является монотонным. Точное определение скорости изменения ударной вязкости возможно при наличии трех и более измерений KCU. Для этого строится график в координатах «KCU (МДж/м²) – время эксплуатации τ (лет)», в котором значения KCU определены в узловых точках

$$KCU(\tau_0), KCU(\tau_1), KCU(\tau_2), \dots, KCU(\tau_m),$$

здесь $\tau_0, \tau_1, \tau_2, \dots, \tau_m$ – начальное (нулевое) и последовательные (1-е, 2-е, ..., m -е) значения наработки объекта.

Сглаживание графика производится путем аппроксимации его полиномиальной зависимостью $KCU = KCU(\tau)$. Для этого используется интерполяционный полином Лагранжа. По значениям функции $KCU(\tau)$ в узловых точках находится целый многочлен $L(\tau)$ наименьшей степени, который в заданных точках τ_i ($i = 0, 1, 2, \dots, m$), называемых узлами интерполирования, принимает те же значения, что и сама функция $KCU(\tau)$. При этом, для любого τ справедлива интерполяционная формула Лагранжа

$$KCU(\tau) = L(\tau) = \sum_{i=0}^{i=m} KCU(\tau_m) l_m(\tau). \quad (2)$$

Степень многочлена, при этом, не выше m . Для поиска полинома $L(\tau)$, удовлетворяющего указанным условиям, рассчитываем многочлены $l_k(\tau)$

$$l_k(\tau) = \frac{(\tau - \tau_0) \cdot (\tau - \tau_1) \cdot \dots \cdot (\tau - \tau_{k-1}) \cdot (\tau - \tau_{k+1}) \cdot \dots \cdot (\tau - \tau_m)}{(\tau_k - \tau_0) \cdot \dots \cdot (\tau_k - \tau_{k-1}) \cdot \dots \cdot (\tau_k - \tau_{k+1}) \cdot \dots \cdot (\tau_k - \tau_m)}. \quad (3)$$

где $k = 0, 1, 2, \dots, m$, которые соответственно индексу, принимают значения 1 при $\tau = \tau_k$ и обращаются в 0 при $\tau = \tau_i$, если $i \neq k$.

Интерполяционный полином Лагранжа равен сумме уравнений (3). С помощью экстраполяции интерполяционного многочлена $KCU(\tau)$ находится точка пересечения графика с граничной горизонтальной линией, отстоящей от оси ординат на расстоянии $KCU_{\text{доп}}$, что определяет допустимое значение наработки трубопровода до предельного состояния его материала по критерию ударной вязкости. До этого момента времени трубопровод должен быть остановлен, а материал его труб должен пройти восстановление указанного свойства специальной восстановительной термической обработкой. Предложенный способ диагностирования линейной части магистрального нефтегазопровода, определяет момент его остановки для выполнения ремонтных работ, отличающийся использованием интерполяционного полинома Лагранжа, связывающего наработку трубопровода с изменением ударной вязкости его материала, характеризующийся уменьшением погрешности расчетов в 6–7 раз по сравнению с классическими методами интерполяции.

Восстановление ударной вязкости материала кольцевых стыков магистральных нефтегазопроводов в рамках проведения ремонтных работ может осуществляться при помощи специальной термической обработки непосредственно в полевых условиях. Для этой цели разработаны и запатентованы процесс восстановительного ремонта нефтегазопроводов (с применением специальной восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений) [4] и пламенный нагреватель для его осуществления [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Нохрин, А. В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А. В. Нохрин, В. Н. Чувильдеев // Вестник Нижегородского университета им. Н. И. Лобачевского. – 2010. – №5 (2). – С. 171–180.
2. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.] – М.: Недра, 1995. – 218 с.
3. Снарский А. С. Неразрушающий метод определения механических характеристик металла труб магистрального трубопровода / А. С. Снарский, А. Н. Янушонок // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. – 2024. – № 2. – С. 135–143.
4. Патент С1 ВУ, МПК С21D 9/50, С21D 9/08, С21D 9/14, В23Р 6/00. Способ восстановления ударной вязкости кольцевого сварного соединения магистрального трубопровода / Снарский А.С., Янушонок А.Н. – № 18468;

Заявлен 13.02.2012; Опубликовано 30.08.2014 // Афіцыйны бюлетэнь. / Нацыянальны центр інтэлектуальнай уласнасці. – 2014. – № 4. – С. 119.

5. Патент С1 ВУ, МПК F 16L 53/00, Нагреватель для термообработки кольцевых сварных соединений магистрального трубопровода / Янушонок А. Н. – № 24373; Заявл. 07.12.2022; Опубл. 2024 // Афіцыйны бюл. / Нац. Центр інтэлектуал. уласнасці. – 2024. – № 5.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

А. А. КОЗЛОВ, А. Н. ЧЕРНЫЙ

*РУП «Могилевоблгаз»,
Могилев, Беларусь*

По состоянию на 2025 год в РУП «Могилевоблгаз» эксплуатирует 5632 единицы запорной арматуры. До 2030 г. РУП «Могилевоблгаз» необходимо было заменить запорную арматуру в количестве 1800 шт. при этом только ее закупка обошлась бы предприятию 10,0 млн руб., а сама замена ориентировочно 19,6 млн руб.

Согласно требованию «Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения» запорная арматура, установленная на объектах газораспределительной системы и газопотребления, должна:

- до достижения назначенного срока службы, быть заменена (назначенный срок службы составляет 20 лет);
- либо до достижения назначенного срока службы ей необходимо провести техническое диагностирование.

Цели, которые мы ставили перед собой при проведении технического диагностирования запорной арматуры:

- оценка фактического технического состояния;
 - определение допустимости и условий продолжения дальнейшей безопасной эксплуатации запорной арматуры до прогнозируемого перехода в предельное состояние;
 - определение остаточного срока службы (предельного срока эксплуатации) запорной арматуры;
 - установка приоритезации при дальнейшей замене запорной арматуры.
- Проведение работ по техническому диагностированию разбито на 4 блока:
- анализ исполнительно – технической документации на запорную арматуру;
 - визуальный контроль запорной арматуры;
 - применение неразрушающих методов контроля, а именно капиллярный метод контроля (для уточнения дефектов, обнаруженных визуально), ультразвуковая толщинометрия, измерение твердости;
 - проверка функционирования. Туда входит проверка работоспособности (совершение цикла «открыто – закрыто»); проверка герметичности относительно внешней среды по уплотнению подвижных (сальник, сильфон) и неподвижных (прокладочных и т.п.) соединений; проверка герметичности в затворе.

Для измерения твердости мы применяем твердомер изготовленный ИПФ РБ ТПЦ-7Т, который позволяет измерять твердость не только стали, но и чугуна.

Данный прибор позволяет определять физико-механических характеристик различных марок чугуна ударным индентированием (измерение прочности при растяжении и модуля упругости для различных марок чугуна), установление вида чугуна.

В рамках проведения проверки функционирования предлагаем провести проверку работоспособности запорной арматуры при помощи переносной системы.

Проверку работоспособности мы проводим при помощи переносной системы. Ее позволяет нам определить следующие параметры:

- страгивающий крутящий момент;
- крутящий момент при открытии/закрытии;

- количество оборотов до полного открытия (закрытия) из положения «полное закрытие» («полное открытие») арматуры (далее – полное открытие/закрытие);
- скорость открытия/закрытия арматуры.

Основным камнем преткновения при разработке методики у нас было определение герметичности затвора запорной арматуры без ее снятия с систем газоснабжения и остановки потребителей. (90% всей запорной арматуры, установленной на газораспределительных сетях Могилевской области, является приварной, и ее снятие несет дополнительные затраты)

Проанализировав возможные варианты решения проблемы, мы остановились на приборе неразрушающего контроля «Юнископ» (производство компании «Интерюнис», РФ).

В основу действия прибора лег акустико-эмиссионный метод контроля. Для определения герметичности затвора, нам необходимо закрыть запорную арматуру и создать перепад давления чтобы образовалась течь (при ее наличии). Истечение газа через течь сопровождается излучением акустических волн, которые распространяются в объекте контроля и регистрируются датчиками, установленными на корпусе запорной арматуры. При помощи программной обработки данных проводится выделение характерных течевых сигналов (частота, амплитуда и интенсивность), наличие и параметры которых характеризуют факт и объем утечки.

Основные причины брака можно разделить на три блока:

- выявленные внешним осмотром (дефекты литья, язвенная коррозия, не полная комплектация);
- не герметичность затвора;
- изменение физико-механических свойств материала корпуса запорной арматуры.

В наших дальнейших планах запустить в работу «Центра верификации, ремонта и испытания запорной арматуры»

В функционал Центра будет входить:

- Мелкий, средний и капитальный ремонт запорной арматуры (клиновых задвижек) установленной на объектах газораспределительной системы;
- Проведение входного контроля (верификация) запорной арматуры, поступающей на склад предприятия.

Вывод. В августе 2023 года РУП «Могилевоблгаз» получил лицензию на право проведения технического диагностирования запорной арматуры установленной на объектах газораспределительной системы.

С начала получения лицензии нами было проведено 406 диагностик из них 71 задвижек были признаны не годными. Экономический эффект от внедрения технического диагностирования на данный момент составил 5,14 млн руб.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ EN 14127-2015 Контроль неразрушающий. Ультразвуковая толщинометрия/Госстандарт-2016-31с.
2. ГОСТ 33258-2015 Арматура трубопроводная. Наплавка и контроль качества наплавленных поверхностей. Технические требования/ Госстандарт-2017-54с.
3. ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов/ Госстандарт-2017-58с.
4. ГОСТ 34818-2021 Арматура трубопроводная. Испытания в процессе монтажных, пусконаладочных работ и в процессе эксплуатации/ Госстандарт-2023-30с.
5. ГОСТ Р 52727-2007 Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования/ Госстандарт-2021-16с.

ВЫДЕЛЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ НЕФТИ

А. С. РОДИНА, С. С. ЗОРОВ, И. Н. МОКШИН,
канд. физ.-мат. наук, доц. Ю. В. ВЕЛИКАНОВА
Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия

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. Нефтьешламы приходится вместе с нефтью перекачивать по трубопроводам, протяженность которых достигает нескольких тысяч километров. Нефтьешламы, 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 размываемые донные отложения перемещаются к стенкам

¹ ГОСТ 11858-66. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ. Издательство стандартов, 1987.

резервуара, а затем оседающие отложения попадают в приямок-сборник. Выделенные асфальтосмолопарафиновые отложения направляют на завод по их переработке.

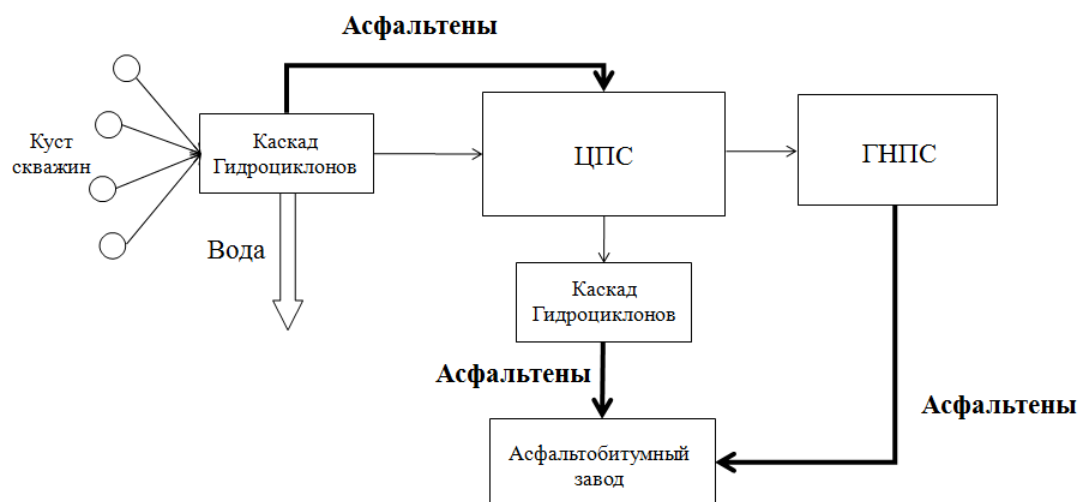


Рисунок 1. – Схема технологии выделения асфальто-смолистых составляющих из высоковязкой нефти и поставки на заводы по производству битума

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

ЛИТЕРАТУРА

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.

МЕТОД ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ГАЗОПРОВОДЕ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

М. Е. ХАРБИЗАДЕ, Э. Х. ИСКЕНДЕРОВ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Из-за низкой температуры морской воды вероятность образования гидратов в газопроводе достаточно высока, что может вызвать сложности в процессе транспортировки. На месторождении «Умид», расположенном в азербайджанском секторе Каспийского моря, продукция скважин после первичной сепарации по трубопроводам направляется на береговые установки подготовки [1, 2].

На стационарной морской платформе «Умид-1» (СМП) газ и конденсат, добываемые из эксплуатационных скважин, проходят ежедневную первичную сепарацию в сепараторах, после чего в виде отдельных фаз подаются в трубопроводы. По транспортным линиям конденсат и газ доставляются на расположенные на берегу объекты – терминал «Дашгил-1» и участок «Дашгил байпас». Здесь они вновь проходят через сепараторы для подготовки к продаже. В первые годы разработки месторождения, до завершения строительства терминала «Дашгил-2», участок «Дашгил байпас» временно использовался для отделения остаточной жидкости и механических примесей от газа.

При транспортировке конденсата на берег трубопровод проходит по траектории Булла-82 – Блок-1 – ГСБ-1 (Газосборный пункт) и поступает в принадлежащий ГНКАР терминал «Дашгил-1». Газ же по трассе транспортировки, не проходя через промежуточные объекты, направляется напрямую на берег – на участок «Дашгил байпас».

С сентября 2022 года, в рамках проекта «Ускорение добычи», были введены в эксплуатацию два новых транспортных трубопровода. После завершения строительства транспортных линий ответственность за транспортировку газа была разделена следующим образом: подводный участок – по 20" морскому трубопроводу, а наземный участок – по 40" трубопроводу. Последний предназначен для доставки газовой смеси с терминала «Дашгил байпас» на территорию Сангочальских основных сооружений (СОС). Здесь осуществляется повторная сепарация газа от остаточной жидкости и механических примесей перед его подачей на продажу.

Согласно технологическим показателям за январь 2024 года, давление газа, поступающего со стационарной морской платформы «Умид-1» в подводный газопровод диаметром 20", составляет 5,8 МПа, а температура – 32°C. Так как на платформе третья ступень сепарации продукции скважин осуществляется при указанной температуре, и установка осушки газа не предусмотрена, температура точки росы газа также равна 32°C.

Таким образом, температура морской воды, изменяющаяся в диапазоне 6,2–24,9°C, в течение года остаётся ниже точки росы газа. Это приводит к конденсации парообразной влаги и тяжёлых углеводородных фракций, содержащихся в газе. Наиболее интенсивное выпадение жидкости наблюдается зимой по всей длине трубопровода, а летом – преимущественно на первых 10 км от платформы.

Для удаления накопившейся жидкости в газопроводе используется технологический процесс пропуска очистных поршней. Однако этот метод имеет существенный недостаток: запущенные в трубопровод поршни должны быть оперативно собраны и возвращены к исходной точке. Ввиду специфических климатических условий Каспийского моря, доставка поршней в срок

часто осложняется, что может привести к нарушению рабочего режима газопровода, образованию гидратов и даже полной закупорке линии. В таких условиях крайне важно иметь альтернативные технологические решения [3–5].

Если применение дозированной подачи ингибитора в нормальном режиме, а также подавление осложнений за счёт импульсного (однократного, 3–5 м³) впрыска ингибитора не обеспечивает желаемого эффекта, то удаление жидкой фазы из газопровода становится последним и наиболее надёжным способом предотвращения полной закупорки трубопровода [2, 6].

На основе анализа технико-технологических параметров подводного газопровода диаметром 20" от платформы «Умид-1» до участка «Дашгил байпас» и температуры морской воды на глубинах трассы показано, что вероятность образования гидратов в трубопроводе высокая.

Для защиты газопровода от возможной гидратной закупорки рекомендовано применение метода удаления накопившейся жидкости, проведены примерные расчёты.

Для определения оптимального режима применения метода удаления жидкости в реальных условиях указаны соответствующие факторы тестирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Magerramov N. Kh., Mirzadzhanzade A. Kh. Filtration of gas-condensate mixtures in a porous medium. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 1960, 24(6), pp. 1656–1664. DOI: 10.1016/0021-8928(60)90017-4.
2. Iskandarov E. Kh. Improving the efficiency of the functioning of gas pipelines, taking into account the structural features of gas flows // <Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук > № 3 (447) май-июнь, 2021г., с. 33–38.
3. Iskandarov E. Kh., Baghirov Sh.A. / Analytical and wave-depression methods of elimination of the onset of hydration in subsea gas pipelines. // *NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan/ Series of geology and technical sciences* . 2022, Volume 4, Number 454, p.96-108.
4. E. Kh. Iskandarov, A. N. Baghirov, L. M. Shikhiyeva. Method for assessing the hydrate formation from a mixture of natural gas flows of varying degrees of moisture content. "Nafta-Gaz", Krakow, Poland, 2024, no. 1, pp. 39–44.
5. Zhou S, Chen X, He C, Wang S, Zhao S, Lv X. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts (2018) *Energies*, 11 (10), art. no. 2610. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/10/2610/pdf>. DOI: 10.3390/en11102610.
6. Balakin, B. V, Hoffmann A. C, Kosinski P, Høiland S. Turbulent flow of hydrates in a pipeline of complex configuration (2010) *Chemical Engineering Science*, 65 (17), pp. 5007–5017. DOI: 10.1016/j.ces.2010.06.005.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОБЛИТЕРИРОВАННЫХ ЛАМИНАРНЫХ ТЕЧЕНИЙ

Э. Х. ИСКЕНДЕРОВ, М. Ф. ШУКУРЛУ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Как известно, в существующих теориях основной модели движения вязкой жидкости являются положения о том, что статическое давление по сечению реальной жидкости остается постоянным. Однако исследования, проведенные в последние годы, показали, что такая модель движения подразумевает неравномерное распределение энергетического потенциала по сечению жидкости, что противоречит условию термодинамической устойчивости системы. В модели активного пограничного слоя, напротив, предполагается постоянство полного давления по сечению потока, то есть суммы статического и скоростного давлений. При этом статическое давление может изменяться в зависимости от скорости потока [1; 2].

В экспериментальной практике встречаются также облитерированные потоки – частный случай ламинарных течений. В ламинарных потоках, происходящих в капиллярах или коротких трубках при высоких давлениях, характер падения давления резко отличается от закона Пуазейля. Так, при больших перепадах давления вдоль потока наблюдается нелинейное падение напора. Это объясняется тем, что хотя расход жидкости при ламинарном течении изменяется пропорционально перепаду давления, потеря энергии изменяется пропорционально квадрату этого перепада. Поэтому энергетические потери, приходящиеся на единицу расхода, возрастают пропорционально перепаду давления. Вследствие увеличения температуры жидкости, вызванного большим перепадом давления, ее вязкость снижается. С другой стороны, из-за падения давления вдоль потока вязкость жидкости также уменьшается по сравнению с начальными участками, в результате чего вязкость приобретает переменный характер по длине потока. В этом случае снижение вязкости происходит под воздействием двух факторов: если, в отличие от вязкости, повышение температуры вызывает увеличение расхода, то при росте давления, наоборот, расход уменьшается [3–6].

Таким образом, влияние этих двух факторов на расход проявляется как взаимно противоположное. Поскольку повышение температуры незначительно, полного компенсирования этого эффекта за счет интенсивной теплопередачи от стенки трубы не происходит. Такие течения могут наблюдаться в капиллярах под воздействием высоких перепадов давления, в высоконапорных гидравлических машинах и т.п. [7].

В рамках высокоактивной модели пограничного слоя проведено гидродинамическое исследование частного случая ламинарных течений – облитерированного потока, возникающего при перепадах давления.

Установлено, что в облитерированных ламинарных потоках при больших перепадах давления расход жидкости пропорционален перепаду давления, тогда как потеря энергии изменяется пропорционально квадрату перепада давления. Влияние факторов температуры и давления на расход проявляется как противоположное по направлению. В таких потоках при не большом увеличении температуры полная компенсация не происходит.

ЛИТЕРАТУРА

1. Iskandarov, E. Kh., Ismayilova, F. B., Shukurlu, M. F., Ismayilova, P. Sh. Changes in energy characteristics of pipeline systems considering hydrodynamic loads. SOCAR Proceedings, 2024, (2), p. 105–108. DOI: 10.5510/OGP20240200974.

2. Ismayilov, G., Iskandarov, E., Farzalizade, Z., Abishova, R. SOME ASPECTS OF OPERATIONAL RISK MANAGEMENT IN OIL AND GAS FIELD PIPELINES. *Reliability: Theory and Applications*, 2023, 18(Special Issue 5), p. 565–568. DOI: 10.24412/1932-2321-2023-575-565-568.
3. G. G. Ismayilov, É. K. Iskenderov, F. B. Ismayilova, G. A. Zeinalova. Controlled methods to suppress pressure pulsations in multiphase pipelines. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2020, 93 (1), pp. 216–222.
4. F. B. Ismaiylowa, G. G. Ismaiyllov, E. K. Iskenderov., K. T. Dzhakhangirova construction of a mathematical model of the flow characteristics of a multiphase pipeline with regard for the phase transitions in it. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2023, 96 (1), 73–79.
5. Yang, R., Wang, H., Zhong, D., Ge, N. Effects of Frequency and Amplitude of Local Dynamic Hump and Inlet Turbulence Intensity on Flow Separation Control in Low-Pressure Turbine. *International Journal of Aeronautical and Space Sciences*, 2023, 24(3), p. 641–651. DOI: 10.1007/s42405-023-00588-2.
6. Daniely Amorim Neves, Saon Crispim Vieira, Saon Crispim Vieira, Juliana Cenzi, ... Adriano Todorovic Fabro. Identification of the flow pattern from the experimental pressure signal in horizontal pipes carrying two-phase flows. *Experimental Thermal and Fluid Science*. Volume 154, May 2024, 111141. doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2024.111141.
7. G. G. Ismayilov, V. H. Nurullayev, E. K. Iskenderov. The role of saturated vapor pressure of cavitations in the process of oil supply. *Bull. Environ., Pharmacol. Life Sci.*, 2016, 5, 15–24.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ КАМЕРА ЗАПУСКА ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ (АКЗОУ), ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ПЕРСОНАЛА

д-р техн. наук, доц. В. К. ТЯН, М. В. БЕЛЬСНЕР

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Актуальность проблемы:

- проблема: эксплуатация нефтепромысловых трубопроводов сопровождается снижением пропускной способности из-за отложений АСПО, коррозии и скопления пробок;
- недостаток существующих решений: традиционный запуск очистных устройств (ОУ) требует присутствия персонала и техники для каждой операции, относится к газоопасным работам, сопряжен с высокими рисками и значительными трудовыми/транспортными затратами, особенно на удаленных объектах;
- последствия: невозможность своевременной очистки ведет к риску остановки трубопровода из-за критического роста давления и снижению общей эффективности транспортировки.

Предлагаемое решение:

- решение: разработана и запатентована (патент № 2690111) первая в России автоматизированная камера запуска очистных устройств (АКЗОУ);
- научная новизна: камера позволяет дистанционно, без присутствия персонала, загружать несколько ОУ и осуществлять их запуск по команде оператора или автоматически по таймеру при критическом росте давления;
- техническая особенность: конструкция с наклоном и усовершенствованной механизацией (электроприводы, автоматические задвижки) обеспечивает гарантированный запуск ОУ под действием силы тяжести и потока жидкости.

Технологические и экономические преимущества:

- гарантированная технологическая безопасность: полное исключение персонала из процесса газоопасных операций по запуску ОУ;
- оперативность и надежность: возможность немедленного реагирования на рост давления в трубопроводе, что предотвращает аварийные остановки;
- экономическая эффективность: срок окупаемости для объектов с высокой частотой очистки (до 2 раз в неделю) составляет менее 3 лет за счет резкого сокращения трудовых и транспортных затрат;
- импортозамещение: оборудование спроектировано российскими инженерами и комплектуется отечественными компонентами, что исключает санкционные риски.

Статус проекта и перспективы:

- текущий статус: завершена проектно-конструкторская работа, проведены необходимые расчеты. В настоящее время ведется заводская сборка опытного образца и предпусковые испытания;
- ближайшая перспектива: установка и опытная эксплуатация АКЗОУ на реальном нефтепромысловом трубопроводе;
- дальнейшее развитие: планируется модернизация системы с внедрением датчиков контроля параметров потока и свойств жидкости для создания адаптивной системы очистки с элементами искусственного интеллекта, запускающей ОУ по анализу данных в реальном времени.

Общий вывод: внедрение АКЗОУ является прорывным решением для повышения надежности, безопасности и экономической эффективности эксплуатации трубопроводного транспорта в ТЭК. Технология соответствует критериям «новизна», «изобретательский уровень» и «промышленная применимость» и обладает высоким потенциалом для тиражирования.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ**Л. А. ГИМАДЕЕВА, В. А. КОННОВ, Л. Е. ЗЕМЛЕРУБ***Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

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.

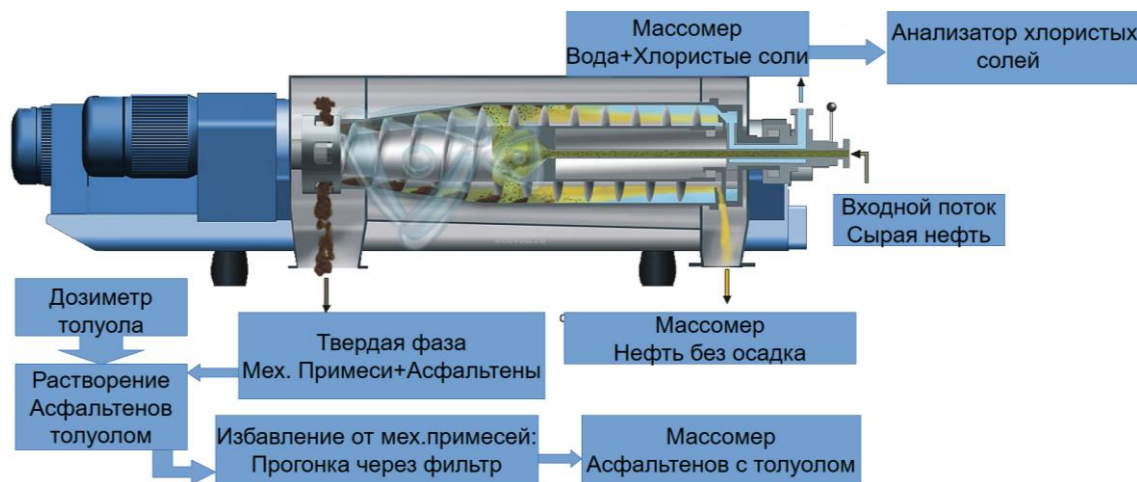


Рисунок 1. – Схема трикантера

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.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 51858-2020 Нефть. Общие технические условия.
2. ASTM D 4007-2016 Стандартный метод определения содержания воды и осадка в сырой нефти методом центрифугирования (лабораторная процедура).

АВТОНОМНАЯ СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ

В. И. ЗАВОРОХИН, канд. техн. наук, доц. М. В. ТЕРЕНТЬЕВА

*Ухтинский государственный технический университет,
Ухта, Россия*

Разработка автономных энергетических решений для РВС требует комплексного подхода, учитывающего региональные особенности и обеспечивающего стабильность энергоснабжения. Исследование представляет систему поддержания температуры нефти, для условий Гомельской области и включающую солнечные панели с накопителями энергии.

Климат региона с уровнем солнечной инсоляции около 2000 часов в год и характерными продолжительными зимами определяет специфику работы системы. Расчет тепловых потерь и параметров оборудования выполнен с учетом этих климатических особенностей.

Основу системы составляют солнечные панели, размещенные на поверхности резервуара, и аккумуляторы, обеспечивающие круглосуточную работу системы подогрева. Накопители энергии позволяют использовать избыток солнечной генерации в периоды низкой инсоляции, гарантируя стабильное поддержание температуры нефти.

Техническое решение включает трубчатые электронагреватели с системой автоматического регулирования и управляющий контроллер, оптимизирующий работу солнечных панелей и аккумуляторных батарей. Это создает замкнутый энергетический контур, не требующий внешних источников питания.

Для условий Гомельской области расчеты показывают необходимость определенного количества солнечных панелей и емкости аккумуляторов, обеспечивающих автономную работу в течение характерных периодов плохой погоды. Экономический анализ демонстрирует окупаемость проекта, учитывая полную энергетическую независимость объекта.

Реализация такой системы в Гомельской области создает устойчивый, экологичный объект нефтяной инфраструктуры, не зависящий от традиционных источников энергии. Это решение соответствует современным требованиям энергоэффективности и экологической ответственности предприятий топливно-энергетического комплекса.

ФОРМИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ МЕТОДОВ ПО УСТРАНЕНИЮ МЕСТ НЕДОЗАЩИТЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

И. А. ДАВЫДОВ, Е. Е. ЯВОРСКАЯ

*Ухтинский государственный технический университет,
Ухта, Россия*

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).

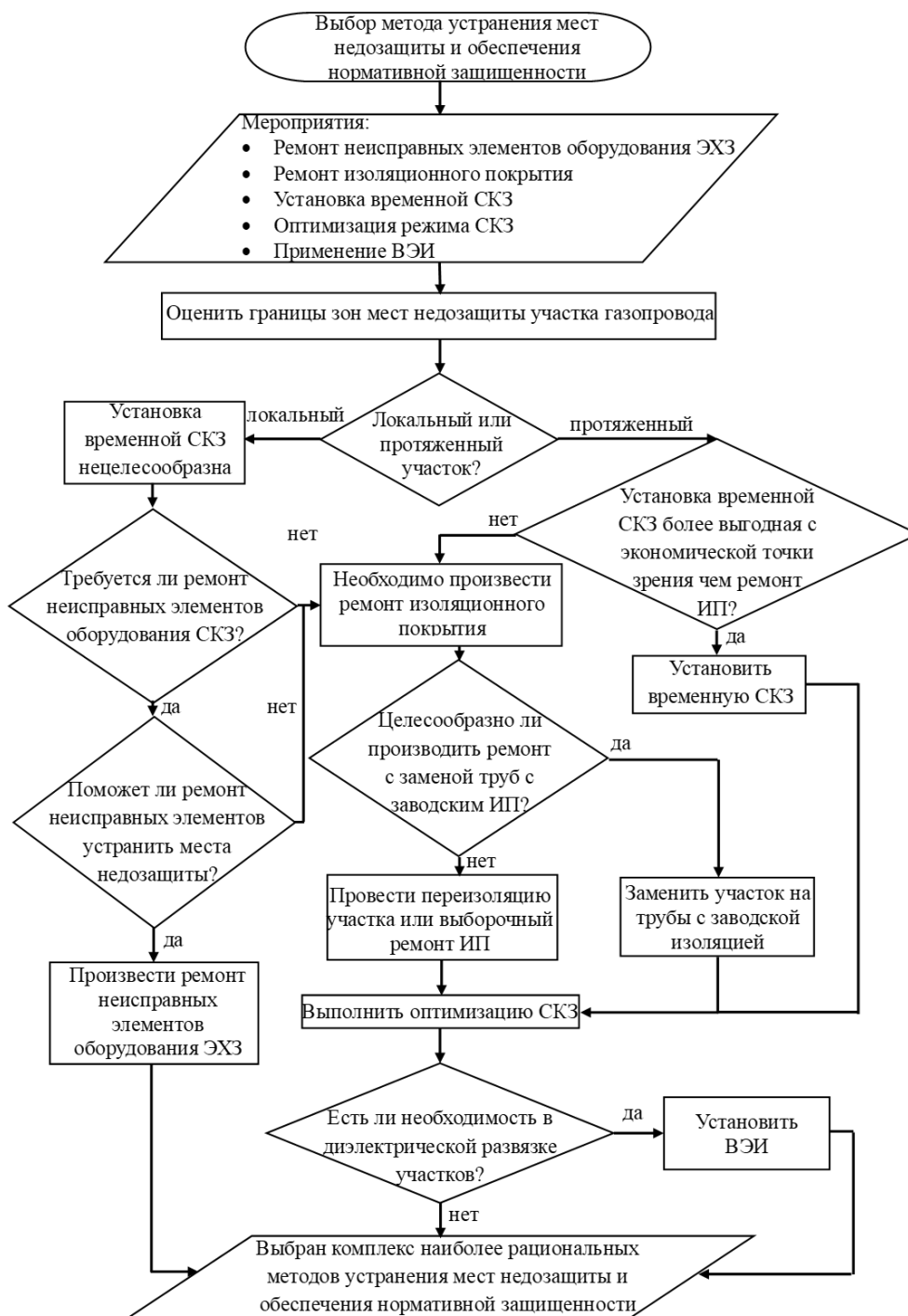


Рисунок 2. – Алгоритм выбора комплекса методов по устранению мест недозащиты от коррозии и обеспечению нормативной защищенности участка газопровода

ЛИТЕРАТУРА

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 : Стандартиформ, 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.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ПЕРИОД ОСТАНОВА ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА К ГРС

В. А. ЛОГИНОВ, Е. Е. ЯВОРСКАЯ

*Ухтинский государственный технический университет,
Ухта, Россия*

В рамках текущей внешнеполитической ситуации ПАО «Газпром» прорабатывает варианты дальнейшей реализации проектов, связанных с поставкой природного газа потребителям.

По поручению президента реализуется программа газификации регионов Российской Федерации.

В ООО «Газпром трансгаз Ухта» эксплуатируются 173 ГРС, расположенные на территории 9 субъектов РФ:

Газоснабжение ГРС, кроме ГРС КС осуществляется через газопроводы-отводы (ГО). Газопроводы-отводы являются важной составляющей газотранспортной системы ПАО «Газпром», от технического состояния которой зависит снабжение газом российских потребителей. Их суммарная протяженность составляет четвертую часть всей газотранспортной системы ПАО «Газпром».

Управление техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов (далее – УТСЦ ЛЧМГ) проводят в целях обеспечения надежности процесса транспортировки и хранения газа, структурной целостности и заданного уровня технического состояния объектов ЛЧМГ. За последние годы мы наблюдаем рост числа дефектов, что способствует более пристальному вниманию управлению техническим состоянием ГО и их эксплуатации.

Целью работы является усовершенствование методики ранжирования газопроводов-отводов, позволяющая оценить техническое состояние объекта ГТС и параметры его работы. В результате чего методика будет применима для планирования, включения объекта газотранспортной системы в капитальный ремонт, учитывая особенности эксплуатации газопроводов-отводов, путем их ранжирования.

Развитие газотранспортных систем и новые векторы развития государства, в части обеспечения населения энергоресурсами, способствуют росту числа газопроводов-отводов и их протяженности, что требует развития надежности, технического состояния, целостности “газовых артерий”. Имеющиеся способы газоснабжения потребителя в случае аварийного или планового останова ГО позволяют обеспечить бесперебойную поставку топлива к конечному потребителю, что повышает надежность ГО. В результате анализа, мы видим, что нет способа, позволяющего закрыть все потребности к эксплуатации, в связи с чем, необходимо доработать известные решения, либо разработать новые пути решения данной проблемы.

Возможность применения аварийных способов газоснабжения потребителя напрямую влияет на надежность бесперебойной работы ГО, что в свою очередь отражается на разрабатываемой методике ранжирования ГО и оценки их надежности.

**АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ДИСТАНЦИОННОГО ВЫЯВЛЕНИЯ УТЕЧЕК ИЗ РВС
И КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
ПЕРВОГО ПОЯСА СТЕНКИ РВС**

С. Р. НИКИТИНА, К. А. ЛЮБАЕВА

Научный руководитель: А. А. БАЛЕНКОВ

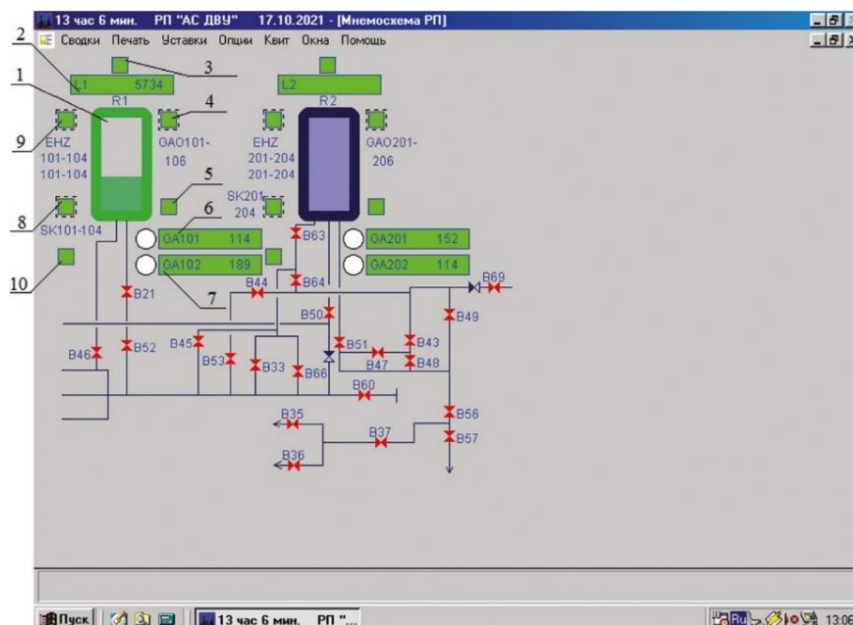
*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Введение. Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов относятся к категории опасных производственных объектов и представляют серьезную угрозу как для персонала, так и для окружающей среды. Статистика показывает, что примерно 45% всех аварий и пожаров в нефтегазовой отрасли происходят именно на этих объектах. В России эксплуатируется около 50 000 резервуаров, большинство из которых представляют собой резервуары вертикальные стальные (РВС). Наиболее характерными причинами инцидентов являются: разрушение зоны сопряжения стенки с днищем, неравномерная просадка основания и коррозия сварных швов. Утечки нефтепродуктов представляют собой особую экологическую опасность. Их сложно обнаружить из-за значительных площадей резервуаров. В связи с этим актуальной задачей становится внедрение комплексных систем мониторинга и современных методов диагностики, позволяющих осуществлять раннее обнаружение дефектов и предотвращение аварийных ситуаций.

Методы. Разработка автоматической системы дистанционного выявления утечек (АС ДВУ) представляет собой комплексное решение, основанное на аппаратно-программном дооснащении резервуаров вертикальных стальных (РВС). Инновационность системы заключается в специализированном алгоритме обработки данных, который осуществляет интеграцию информации от нескольких подсистем: контроля уровня жидкости, мониторинга загазованности в обваловании резервуара, колодцах канализации и специализированном колодце для выявления утечек, а также системы электрохимической защиты днища. Общая мнемосхема резервуарного парка с АС ДВУ представлена на рисунке 1.

Параллельно с этим в рамках развития системы управления резервуарным парком предлагается расширить функциональные возможности автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) за счет внедрения дополнительных подсистем: дренирования подтоварной воды (ДПВ), накопления и удаления донных отложений (УДО), отбора проб и система рекуперации паров. Одновременно планируется внедрить и выделить на отдельный экран оператора резервуарного парка автоматическую систему мониторинга технического состояния (АС МТС), которая будет включать: систему непрерывного измерения загазованности в обваловании РВС и технологических колодцах; мониторинг потенциалов станций катодной защиты (СКЗ) днища РВС; систему дистанционного выявления утечек (ДВУ); комплекс измерения механических напряжений в нижнем поясе резервуара; систему контроля и управления положением фундамента.

Объединяющими элементами системы являются: единая платформа сбора и обработки данных, интеграция систем ДВУ и МТС в общий комплекс, многоуровневая архитектура мониторинга, унифицированный интерфейс оператора, а также использование современных датчиков и алгоритмов анализа, что позволяет осуществлять мониторинг состояния объекта в реальном масштабе времени и своевременно предупреждать оператора об аварийных ситуациях или их приближении.



- 1 – резервуар; 2 – индикатор уровня взлива в резервуаре; 3 – сигнализатор выхода уровня взлива за нижнюю границу интервала; 4 – общий сигнализатор датчиков в обваловании о выходе загазованности за верхнюю границу интервала; 5 – сигнализатор загазованности от датчика в колодце обнаружения утечки; 6 – индикатор загазованности в колодце обнаружения утечки; 7 – индикатор уровня загазованности в канализационном колодце; 8 – сигнал от датчика скорости коррозии; 9 – общий сигнализатор от электродов сравнения электрохимической защиты днища резервуара; 10 – сигнализатор о максимальной вероятности появления утечки из резервуара

Рисунок 1. – Общая мнемосхема резервуарного парка с АС ДВУ

Заключение. Внедрение систем мониторинга АС ДВУ и АС МТС значительно повышает безопасность эксплуатации резервуарных парков. Комплексный подход обеспечивает раннее обнаружение аварийных ситуаций и снижение эксплуатационных рисков за счет непрерывного контроля критических параметров. Это позволяет минимизировать пребывание персонала в опасных зонах и сократить затраты на ликвидацию аварий. Система обеспечивает своевременное выявление угроз, что дает возможность предотвращать развитие аварийных ситуаций до их перехода в критическую фазу. Интеграция мониторинговых систем создает многоуровневую защиту технологических параметров и конструкционной целостности оборудования, повышая общую надежность управления резервуарным парком.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов, изд. 01.03.2017. – 243 с.
2. Харасов, Э. Р. Повышение безопасности эксплуатации резервуарного парка путем внедрения систем автоматического дренирования подтоварной воды и удаления донных отложений / Э. Р. Харасов // Актуальные проблемы недропользования: Тезисы докладов XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов, Санкт-Петербург, 12–16 апреля 2021 года. Том 2. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – С. 73–75.
3. Сорокина, М. Н. Разработка системы контроля и управления напряженно-деформированным состоянием монолитного сегментно-сферического фундамента / М. Н. Сорокина, А. В. Нагорнов, Д. А. Митрофанов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 352–356.

АДАПТИВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

А. БАГИРОВ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются важнейшим элементом газотранспортной системы, обеспечивая сезонное регулирование поставок, балансировку нагрузки и стратегические запасы газа. Повышение эффективности работы ПХГ напрямую зависит от технического состояния компрессорных станций (КС), которые обеспечивают закачку и отбор газа из пласта при переменных термобарических условиях. Действующие ПХГ в Азербайджане – Галмазское и Гарадагское – были построены в 1970–1980-х годах и эксплуатируются с использованием газомоторных компрессоров типа 10ГКНАМ и МКС12. Современные требования к управлению энергоресурсами и цифровизации технологических процессов выдвигают необходимость реконструкции компрессорных станций с применением адаптивных технологических моделей, которые позволяют проектировать оптимальные режимы работы на основании реальных эксплуатационных данных. Для выбора и проектирования компрессоров и вспомогательного оборудования, обеспечивающих потребности различных систем в большинстве случаев достаточно определить небольшое число параметров, не изменяющихся в широком диапазоне. Однако при проектировании компрессорных станций подземных хранилищ газа существует ряд особенностей. Проектирование компрессорных станций для таких объектов требует учета многочисленных особенностей. Необходимо решить вопросы, требующие проведения исследований, такие как различные геологические, параметрические и технологические данные о хранилище газа, газовый баланс региона, диапазон давления компрессорной станции, а также динамика суточной производительности и давления в течение сезона закачки газа.

Цель настоящей работы – разработка и апробация адаптивной технологической модели реконструкции компрессорных станций Галмазской и Гарадагской ПХГ, направленной на повышение давления закачки, сокращение энергопотерь и продление срока службы агрегатов.

Проведённое моделирование подтвердило эффективность применения адаптивных моделей в процессе реконструкции компрессорных станций. В отличие от традиционных расчётных схем, где параметры задаются жёстко, адаптивная модель обеспечивает автоматическую подстройку характеристик под текущие эксплуатационные условия.

Применение адаптивного моделирования позволяет:

- прогнозировать эффективность модернизации до ввода оборудования в эксплуатацию;
- выявлять оптимальные параметры (диаметр цилиндра, число ступеней);
- уменьшать вероятность перегрузок и аварийных ситуаций;
- повышать точность проектных решений, снижать затраты на пусконаладочные работы.

Заключение

1. В работе представлена адаптивная технологическая модель реконструкции компрессорных станций подземных хранилищ газа, основанная на принципах динамической оптимизации параметров компрессии.

2. Адаптивное моделирование показало высокую точность прогноза рабочих параметров и возможность интеграции в систему автоматизированного управления компрессорными станциями.

3. Методика может быть рекомендована для дальнейшего использования при проектировании и реконструкции других ПХГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. ASME Gas Storage Systems (2022). *Innovations in compressor retrofitting and modeling*. Proceedings of ASME International Gas Conference.
2. IEC (2023). *Guidelines for Energy Efficiency in Gas Compression Units*.
3. API Standard 618 (2020). *Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*.
4. "Ajax 2804 Motor-Compressors: Technical Specifications." Cooper Machinery Services, 2023.
5. UNECE Gas Working Group Report (2023). *Modernization of Gas Storage Facilities in the Caspian Region*.
6. European Gas Storage Association (2022). *Best practices for compressor station optimization*.

НАЧАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

А. Н. ВОРОНИН, А. А. ГРИНЬ

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой
Новополоцк, Беларусь*

С каждым годом в мире запасы легкоизвлекаемой нефти истощаются, а открытие новых месторождений ограничено. В условиях истощения запасов легкоизвлекаемой нефти, которая в настоящее время является основным источником энергии в мире, эффективное использование альтернативных видов углеводородного топлива является одной из ключевых задач топливно-энергетического комплекса. В отличие от обычных нефтей, высокопарафинистые нефти являются ассоциированными дисперсными системами. Концентрирование парафинов, асфальтенов и смол приводит к увеличению плотности и вязкости нефти, изменяет ее коллоидную структуру и реологические характеристики, нефть становится трудноизвлекаемой. Высокое содержание парафина в нефти способно увеличивать стоимость ее транспортирования вместе с усложнением самого процесса транзита трубопроводным транспортом. Таким образом, система магистральных трубопроводов Республики Беларусь в долгосрочной перспективе с высокой вероятностью может эксплуатироваться в более сложных технологических условиях.

По различным оценкам мировые запасы высоковязкой нефти составляют от 650 миллиардов до 1 триллиона тонн, что почти в пять раз превышает объем остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющей лишь 162,3 млрд тонн. Россия обладает достаточными запасами высоковязких тяжелых нефтей, и их объем составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти. При этом большая часть запасов российской высоковязкой нефти содержится в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, особенно в Татарстане и Пермском крае [1].

Высокое содержание парафинов в нефти оказывает влияние на более высокую вязкость и температуру застывания. Высоковязкая нефть характеризуется значениями динамической вязкости выше 30 сПз, при этом существуют нефти с вязкостью в несколько сотен и тысяч сПз [1]. Высокопарафинистая нефть отличается значением содержания парафина более 6% [2]. В [3] рекомендуют классифицировать высоковязкие нефти по 3 группам. Первую группу составляют нефти с вязкостью 30–100 мПа·с, вторую – 100–500 мПа·с и третью – выше 500 мПа·с. При этом интервалы измерения плотности нефти по названным группам соответствует 834–929, 882–955 и свыше 924 кг/м³. Высокозастывающая нефть характеризуется большим количеством парафинов в ее составе. Являясь маловязкой при высокой температуре, при снижении температуры ниже начала кристаллизации парафина в такой нефти начинают выделяться кристаллы парафина, количество которых увеличивается по мере снижения температуры нефти. Температурой застывания является та, при которой нефть теряет подвижность в условиях испытаний, и охлаждаемая нефть не изменяет уровня при наклоне пробирки на 45 градусов [4].

В связи с индивидуальными физико-химическими и реологическими свойствами высокопарафинистых нефтей, отличающихся от традиционно транспортируемой через трубопроводную систему Республики Беларусь нефти сорта Urals, представляется возможным определить исходные расчетные условия с учетом оптимального режима работы оборудования для минимизации себестоимости транспортирования нефти. Транзит высокопарафинистой нефти через территорию Республики Беларусь может технически осуществляться по нефтепроводу «Дружба»,

эксплуатируемому ОАО «Гомельтранснефть Дружба». На участке «Унеча-Мозырь» трубопроводной системы «Дружба» проходят два трубопровода диаметром 820 мм и 1020 мм с возможностью совместной и раздельной работы. На следующем участке «Мозырь-Кобрин» южного направления проходят три магистральных трубопровода диаметрами 630 мм, 720 мм и 820 мм с возможностью совместной и раздельной работы. На промежуточных нефтеперекачивающих станциях южного направления отечественной трубопроводной системы НПС «Гомель», НПС «Защепье», ЛПДС «Мозырь», НПС «Туров», НПС «Пинск», НПС «Кобрин» установлены насосы первой очереди и второй очереди, что позволяет гибко реагировать на потребности транспортирования различных объемов нефти.

В состав исходных условий технологических параметров для транспортирования высокопарафинистой нефти входит: 1) определение максимальной кинематической вязкости нефти для оптимального режима работы насосного оборудования; 2) установление ограничения температуры подогрева нефти с учетом изоляции трубопровода; 3) учет температуры нагрева нефти при прохождении через магистральные насосные агрегаты и дроссельную заслонку; 4) учет нагрева от трения нефти в трубопроводе; 5) установление конечной температуры нефти с учетом ее температуры застывания и температуры окружающего грунта.

В связи с истощением легкоизвлекаемой нефти актуальным направлением инженерных исследований в настоящее время является транспортирование высокопарафинистых нефтей. Поскольку транспортировка высокопарафинистой нефти является более технологически сложной задачей, неизбежно ведущей к увеличению себестоимости транспортирования, необходимо заранее системно учесть и просчитать начальные экономически оптимальные технологические параметры перекачки. Работа насоса в зоне максимального коэффициента полезного действия возможна при кинематической вязкости нефти ниже некоторого предельного значения. Исходя из материала изоляции трубопровода необходимо, чтобы начальная температуры подогрева нефти не превышала максимальную температуру эксплуатации изоляционного покрытия трубопровода. Начальную температуру подогрева нефти можно уменьшать с учетом изменения температуры нефти при прохождении через магистральные насосные агрегаты и дроссельную заслонку, а также на величину температуры диссипативного самонагрева нефти от трения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Башкирцева И. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / И. Ю. Башкирцева // Вестник технологического университета, 2014. – 296–299 с.
2. Ильин, А. Н. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств / А. Н. Ильин, Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко // Институт химии нефти СО РАН, Россия, г. Томск [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Iliin/Iliin_1.pdf. – Дата доступа: 31.10.2023.
3. Халимов Э. М., Климушин И. М., Фердман Л. И. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР. – М.: Недра, 1987. – 172 с.
4. ГОСТ 20287-2023 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания».

ФАКТОРЫ КОЛИЧЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ

В. А. КОРОЛЕНКО, А. М. РЕВАЗОВ

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

Использование количественного анализа технологического риска позволяет более точно оценить потенциальные угрозы и принять соответствующие меры для предотвращения и управления ими. Он помогает предприятиям принимать обоснованные решения в области безопасности и развивать эффективные стратегии управления риском. Концептуальное положение безопасности основывается на обеспечении безопасности технических устройств, оборудования и сооружений опасных объектов производства, а также учете процессов старения основных средств в газовой промышленности, необходимости снижения эксплуатационных расходов и оптимизации затрат на поддержание требуемого уровня безопасного функционирования опасных производственных объектов ПАО "Газпром". Именно поэтому термин "риск" вводится, чтобы указать на вероятность возникновения нежелательных последствий с оговоренным ущербом [1–3].

Безопасность направлена на снижение вероятности возникновения опасных событий и уменьшение их встречаемости во времени. Для дополнительной оценки используются критерии допустимого и недопустимого риска опасных ситуаций [1–5]. Риск является ключевым показателем безопасности, позволяющим определить вероятность возникновения ущерба и способность объекта предотвратить его. Чем выше риск, тем более опасен объект [4–7]. Необходимые и достаточные условия для количественного анализа технологического риска включают следующие аспекты:

1. Доступ к достоверным и качественным данным: Для осуществления количественного анализа технологического риска необходимо иметь доступ к точным и достоверным данным о производственных процессах, технических характеристиках оборудования, статистике прошлых инцидентов и другой информации, которая может быть использована для оценки риска.

2. Методика оценки риска: Эффективный количественный анализ технологического риска требует разработки и применения соответствующей методики оценки. Это может быть формальная процедура, основанная на математических или статистических моделях, которая позволяет составить числовую оценку вероятности возникновения определенного события и его потенциальных последствий.

3. Анализ системы безопасности: Количественный анализ технологического риска должен принимать во внимание систему безопасности предприятия. Это включает в себя оценку эффективности защитных мер, мер по предотвращению возникновения аварийных ситуаций и систем контроля и управления.

4. Компетентность и опытность аналитиков: Опытные специалисты по анализу рисков имеют ключевое значение для эффективной оценки технологического риска. Их знания и навыки позволяют правильно интерпретировать данные, определить связи и зависимости между различными переменными и сделать точные выводы, основанные на результате анализа.

5. Система мониторинга и обратной связи: Для непрерывного и эффективного управления технологическим риском необходима система мониторинга и обратной связи, которая позволяет отслеживать изменения в риске, своевременно реагировать на потенциальные проблемы и корректировать стратегию управления риском при необходимости.

Отдельные аварийные ситуации и виды отказов элементов линейной части магистрального газопровода позволяют определить их воздействие на прилегающие промышленные и гражданские объекты и окружающую среду [8–9]. В заключении отметим, что один из главных методов вероятностного анализа безопасности газопроводов – это анализ рисков. Он позволяет определить вероятность и степень ущерба, который может быть нанесен в результате аварии на газопроводе, и взвесить все возможные последствия. Кроме того, в вероятностный анализ также могут быть включены методы оценки надежности и безопасности конструкций, а также анализ процесса эксплуатации газопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Диалоговая система для анализа безопасных расстояний от газопроводов до других объектов / Короленок А. М. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 2. – С. 36–38.
2. Восстановление эмпирической зависимости для назначения безопасных расстояний от магистральных трубопроводов / Федоров Е. И., Колотиллов Ю. В., Короленок А. М. [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 3. – С. 46–48.
3. Использование понятия технологического риска для сравнения нормативных требований / Колотиллов Ю. В., Федоров Е. Н., Короленок А. М. [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 6. – С. 57–58.
4. Ревазов А. М. Методология предупреждения чрезвычайных ситуаций при реализации проектов магистральных газопроводов : автореферат дис. ... доктора технических наук : 05.26.02 // Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва. – 2006. – 39 с.
5. Короленок А. М., Эркенов А. Н., Миклуш А. С., Комаров Д. Н., Воеводин И. Г. Проектирование подготовки строительства объектов газоснабжения в информационной среде. Учебное пособие для подготовки кадров высшей квалификации по представлению Ученого совета РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина / Москва, 2014. – 560 с.
6. Анализ требований нормативно-технических документов с использованием оценок технологического риска / Улько Н. И., Короленок В. А., Миклуш А. С. // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 11. – С. 46–49.
7. Информационно-аналитический комплекс мониторинга минимальных расстояний от трубопроводов до промышленных и гражданских объектов / Короленок В. А. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, № 3. – С. 266–272.
8. Сопоставление нормативных требований к минимальным расстояниям от магистральных газопроводов до промышленных и гражданских объектов с учетом технологического риска / Короленок В. А. // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2019. – № 4. – С. 112–118.
9. Астанин А. Ю., Бабаков А. В., Короленок А. М., Короленок В. А., Самарин И. В., Семенова Е. М., Семенов К. А. Интеллектуальные системы проектирования подготовки строительного производства при сооружении объектов газоснабжения. – Москва: МАКС Пресс, 2025. – 568 с.

ВОПРОСЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ В ПОДРАЗДЕЛЕНИЯХ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

А. А. ПОЗДНЫШЕВА, И. В. САМАРИН, А. М. КОРОЛЕНКО

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

Термины – «производительность» и «процесс управления производительностью» несправедливо и давно забыты в отечественной производственной деятельности. Поэтому напомним, что процесс управления производительностью включает: измерение и оценку производительности; планирование контроля и повышения производительности на основе информации, полученной в процессе измерения и оценки; осуществление мер контроля и повышения производительности; измерение и оценку воздействия этих мер. Система измерения производительности должна быть весьма индивидуализирована. Не существует какой-либо одной наилучшей системы измерения производительности, особенно для мелких, более ограниченных единиц анализа (например, бригады, функционального подразделения, рабочей группы или отдела). Для более крупных единиц, таких, как завод, фирма или трансгаз можно разрабатывать «абсолютные», или «пригодные на все случаи», системы измерения производительности. Существует, однако, опасность, что такие системы будут выдавать значительные объемы информации, не обеспечивая нужных измерений, а значит, и нужных действий. Измерение производительности – отбор физических, временных и/или перцепционных (чувственных) измерителей для переменных затрат и продукции и конструирование отношения измерителя (измерителей) продукции к измерителю (измерителям) затрат [1–3].

Продукция, поставленная потребителям (внешним и внутренним), образует результаты производства. Иначе говоря, потребители платят за продукцию (товары и/или услуги), получают ее, используют ее, реагируют на нее, и мы можем и должны следить за результатами производства в качестве измерителя результативности системы. Существуют две основные группы измерителей этой производительности. Первая включает статические коэффициенты производительности. Это попросту измеритель продукции, деленный на измеритель затрат за определенный период времени. Другая группа включает динамические индексы производительности. Это, по сути дела, данный статический коэффициент производительности за определенный период, деленный на аналогичный коэффициент за некий предшествующий период. Мы получаем безразмерный показатель, характеризующий изменение производительности во времени [4–5].

Внутри каждой группы имеются три типа измерителей производительности: частная факторная, многофакторная и совокупная факторная. Каждый из измерителей характеризует отношение продукции к затратам, но они отличаются тем, сколько элементов затрат учитывается в знаменателе. Если речь идет об одном элементе (труд, капитал, энергия, информация, материалы), мы называем такой измеритель частным факторным. Если в знаменателе несколько элементов затрат, мы говорим о много факторном измерителе. А если речь идет обо всех элементах затрат, мы именуем измеритель совокупным факторным.

Обычно мы исходим из того, что в знаменателе находятся большинство или все виды затрат. Управление производительностью – процесс, предполагающий стратегическое и оперативное планирование и постоянный контроль за эффективным внедрением. Повышение производительности – результат управления и вмешательства в ключевые процессы преобразования

или труда. Повышение производительности произойдет при соблюдении любого из перечисленных ниже условий: Продукция (П) возрастает, затраты (З) уменьшаются, $P \uparrow / Z \downarrow$; Продукция возрастает, затраты остаются неизменными, $P \uparrow / Z(\text{неизм.})$; Продукция возрастает, затраты возрастают, но более низкими темпами, $P \uparrow / Z \uparrow$; Продукция остается неизменной, затраты сокращаются, $P(\text{неизм.}) / Z \downarrow$; Продукция сокращается, затраты сокращаются, но более быстрыми темпами, $P \downarrow / Z \downarrow$ [6, 7].

В заключении отметим, что цель процесса измерения производительности заключается в исчислении таких показателей взаимосвязи между измерителем продукции и измерителем затрат, которые позволяют практическим работникам принимать решения и лучше управлять своими системами. Измерение производительности и полученные на его основе результаты должны сказать менеджеру о системе, которой он управляет, нечто такое, чего он не знает.

ЛИТЕРАТУРА

1. Короленок А. М., Эркенов А. Н., Миклуш А. С., Комаров Д. Н., Воеводин И. Г. Проектирование подготовки строительства объектов газоснабжения в информационной среде. Учебное пособие для подготовки кадров высшей квалификации по представлению Ученого совета РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина / Москва, 2014. – 560 с.
2. Астанин А. Ю., Бабаков А. В., Короленок А. М., Короленок В. А., Самарин И. В., Семенова Е. М., Семенов К. А. Интеллектуальные системы проектирования подготовки строительного производства при сооружении объектов газоснабжения. – Москва: МАКС Пресс, 2025. – 568 с.
3. Формирование интеллектуальной системы управления ремонтом на линейной части магистральных нефтепроводов / Белостоцкий М. А., Куньлин Ли., Короленок А. М., Короленок В. А. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – Т. 12, № 4. – С. 368–375.
4. Контроль затрат на ремонтные работы в условиях обеспечения безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов / Фридлянд Я. М., Короленок А. М., Колотиллов Ю. В. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (24). – С. 38–41.
5. Анализ условий реализации организационных и технологических процессов при управлении ремонтно-строительными предприятиями // Лисин И. Ю., Короленок А. М., Колотиллов Ю. В. // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. – № 11-12 (47-48). – С. 56–59.
6. Expert Systems for the Construction Operations in the Information Environment/ Yu. Kolotilov, Yu. Arbuzov, A. Reshetnikov, A. Korolenok etc. – М.: Изд-во «Известия» Управление делами Президента Российской Федерации, 2012. – 544 с.
7. Анализ условий реализации организационных и технологических процессов при управлении ремонтно-строительными предприятиями // Лисин И. Ю., Короленок А. М., Колотиллов Ю. В. // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. – № 11-12 (47-48). – С. 56–59.

УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ЧЕРЕЗ КОНТРОЛЬ ГИДРОЛИТИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ МОТОРНЫХ МАСЕЛ

М. С. КУЗНЕЦОВ

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

Энергетическая инфраструктура в странах СНГ (и всего мира) напрямую зависит от ископаемого топлива (нефти, газа, продуктов их переработки). Для обеспечения стабильного энергоснабжения тысяч потребителей критически важно особое внимание уделять надёжности работы насосного и прочего оборудования, осуществляющего транспортировку рабочих сред в различных погодных условиях (перепады температур, наличие атмосферных осадков и т.д.).

Поскольку сложные эфиры обладают превосходными низкотемпературными, противознасными, противозадирными, антиокислительными свойствами, малой испаряемостью, узким фракционным составом и другими полезными свойствами, их применение целесообразно для широкого круга различных машин и механизмов. На данный момент масла с вводом сложных эфиров применяются в холодильном, компрессорном оборудовании, в авиационной технике, как компонент моторных масел различного применения (от гоночных машин до дизельных двигателей насосных агрегатов, дизель-генераторов, спец. техники, работающей в условиях Крайнего Севера).

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения гидролитической стабильности сложноэфирных смазочных материалов, применяемых в различной технике специального назначения, работающей, в том числе, в суровых условиях Крайнего Севера и шельфа Северного Ледовитого океана. Дизельные двигатели являются критически важным элементом, обеспечивающим бесперебойную работу всего объекта добычи, хранения, транспортировки, переработки газа, нефти, конденсата.

На практике наиболее частым механизмом гидролиза является кислотный (в ДВС кислоты попадают в моторное масло за счёт не полностью сгоревшего топлива, что особенно ярко выражено для техники с изношенными воздушными фильтрами или забитыми форсунками). Схематично механизм кислотного гидролиза иллюстрирует рисунок 1.

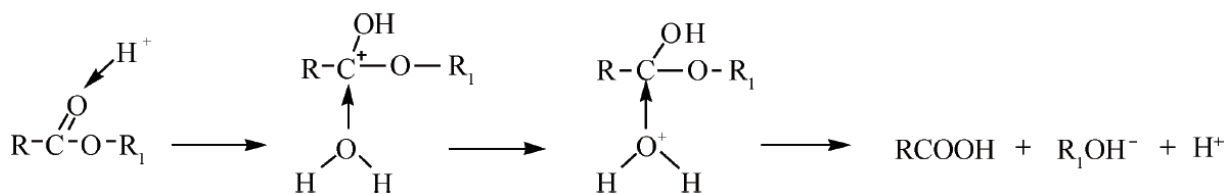


Рисунок 1. – Механизм кислотного гидролиза сложного эфира [2]

Для повышения срока службы моторных масел (и, как следствие, повышения надёжности работы дизельных двигателей) широко применяется молекулярный дизайн: чем более разветвлённым является сложный эфир, тем он более устойчив к атаке нуклеофильным атомом кислорода [3, 4].

Сравнительная оценка сложных эфиров различного строения приведена ниже (рисунок 2): чем выше общее кислотное число, тем менее стабильный эфир.

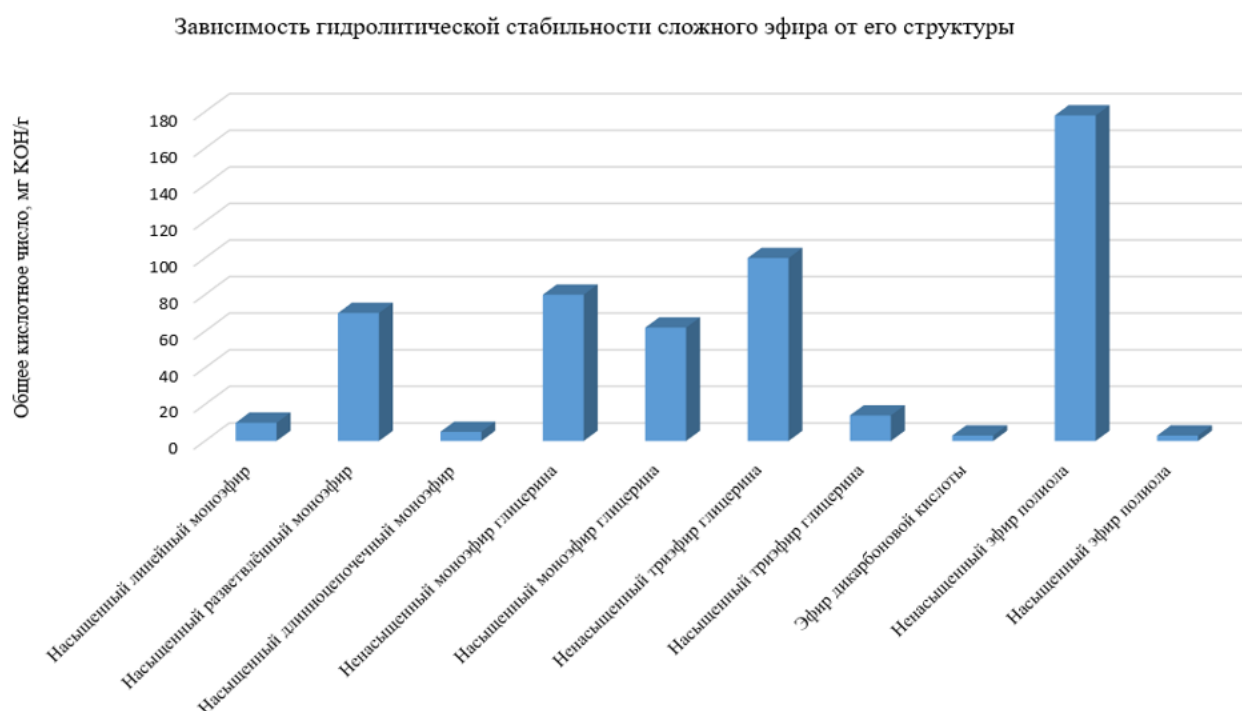


Рисунок 2. – Зависимость гидролитической стабильности сложного эфира от его структуры

На данный момент исследования учёных направлены на удешевление производства сложных эфиров с заданными свойствами, а также повышение выхода синтезируемого эфира (что также напрямую влияет на его гидролитическую стабильность).

ЛИТЕРАТУРА

1. Б. П. Тонконогов, Л. Н. Багдасаров, К. А. Попова, С. С. Агабеков Исследование влияния структуры сложн-ноэфирных основ на термоокислительную стабильность масел Известия вузов. Химия и хим. технология. – 2018. – Т. 61. – Вып. 2. – <https://doi.org/10.6060/tcct.20186102.5598>.
2. Reaction Pathways and Energy Barriers for Alkaline Hydrolysis of Carboxylic Acid Esters in Water Studied by a Hybrid Supermolecule-Polarizable Continuum Approach. J. Am. Chem. Soc., Vol. 122, No. 11, 2000, pages 2621–2627. – <https://doi.org/10.1021/ja9937932>.
3. WANG Zeai. Synthetic ester lubricants hydrolytic stability. Synthetic Lubricants, 2001, 28(3): 13–18.
4. TAO Fei. The study on hydrolytic stability of ester oil [J]. Technology Wind, 2011, (17): 77–77.

РАЗРАБОТКА РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В. В. БЕРДАШКЕВИЧ¹, И. А. ЛЕОНОВИЧ²

¹ Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь

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

Надёжность распределительных газопроводов во многом определяется качеством решений, принимаемых при планировании ремонтных и профилактических мероприятий. Однако действующие подходы в значительной степени опираются на результаты визуально-инструментального контроля, тогда как современные стандарты управления целостностью трубопроводного транспорта требуют обязательного учёта как вероятности отказа, так и тяжести его последствий [1].

В рамках проводимого исследования предложено развитие методики оценки технического состояния газопроводов, основанное на принципах риск-ориентированного управления. Методика сформирована как многофакторная модель, позволяющая количественно учитывать как состояние самого газопровода (материал, возраст, наличие дефектов, категория давления), так и влияние внешних условий эксплуатации. При прокладке в зонах с повышенной плотностью застройки, вблизи школ и других социально значимых объектов даже локальные повреждения могут приводить к критическим последствиям, что должно находить отражение в оценке риска.

Каждому фактору присваивается балл, который показывает его текущее состояние, а степень влияния на общий результат учитывается через весовой коэффициент. Весовые значения определяются специалистами на основе их практического опыта работы с распределительными газопроводами и анализа условий их эксплуатации.

Интегральный показатель риска представляет собой сумму произведений баллов факторов на их весовые коэффициенты. В результате участки распределительных газопроводов ранжируются по категориям риска, что позволяет обоснованно определять приоритеты ремонта и диагностики распределительных газопроводов [2].

Особое внимание уделяется возможности включения в модель современных цифровых технологий, включая автоматизированный анализ данных по внешним условиям и состоянию электрохимической защиты, обработку геоинформационных данных и перспективную интеграцию результатов интеллектуальной классификации грунтов, выполняемой с применением методов машинного обучения. Такой подход позволяет существенно снизить неопределённость исходной информации при принятии решений, а также формирует основу для перехода к концепции цифровых двойников распределительных сетей.

Полученные результаты показывают перспективность применения риск-ориентированного подхода для оценки технического состояния распределительных газопроводов. Разрабатываемая методика позволит в будущем более точно определять приоритетность ремонтных и диагностических мероприятий с учётом реальных условий эксплуатации, а также повысить уровень безопасности газоснабжения.

На текущем этапе ведутся исследования по уточнению перечня факторов и весовых коэффициентов на основе экспертных оценок и анализа данных эксплуатации. Планируется программная реализация модели и её апробация на объектах газораспределительных сетей Республики Беларусь.

ЛИТЕРАТУРА

1. ASME B31.8S–2018. Managing System Integrity of Gas Pipelines. – New York: ASME, 2018. – 178 p.
2. Бердашкевич В. В., Леонович И. А. Мониторинг технического состояния системы распределительных газопроводов Республики Беларусь // Научный журнал РГО. – 2024. – № 4(46). – С. 84–95.

ПОТЕРИ СУГ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ГНС И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ЭКОСИСТЕМЫ

Г. А. АЛЕСКЕРОВ, Дж. С. РУСТАМЗАДЕ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

В Азербайджане, как и во всем мире, широко используются различные виды газа – СПГ (сжиженный природный газ), КСГ (компримированный природный газ), СУГ (сжиженные углеводородные газы) и СНГ (синтетический природный газ) [1–2].

ГНС (газонаполнительная станция) представляют собой специальные взрывоопасные газовые объекты, предназначенные для транспортировки, хранения и использования газов в различных целях. ГНС используются для безопасной заправки сжиженных газов в транспортные средства, бытовые и промышленные объекты.

В процессе эксплуатации, хранения, заполнения логистических транспортных средств, опорожнения и транспортировки СУГ были исследованы и рассчитаны потери в ГНС различного объема [3, 4].

При эксплуатации ГНС и выполнении различных технологических операций происходят следующие виды потерь СУГ:

1. Потери СУГ на ГНС возникающие при заполнении и опорожнении логистических транспортных средствах;
2. Потери при проверке уровня посредством механических контрольных вентиляей;
3. Потери при проверке работоспособности предохранительных клапанов;
4. Потери при внутреннем осмотре резервуаров;
5. Потери, возникающие в процессе наполнения баллонов;
6. Потери во внутренней технологической системе ГНС
7. Потери, возникающие при техническом обслуживании и ремонте насосов и компрессоров.

Заключение

1. Вопрос потерь на ГНС и загрязнения экосистем был изучен в процессе эксплуатации станций и при заполнении и опорожнении логистических транспортных средств для СУГ. Объёмы потерь были рассчитаны, и определены потери, возникающие при различных операциях.

2. Следует отметить, что в Азербайджанской Республике потери на ГНС в процессе эксплуатации, операций наполнения и опорожнения оказывают негативное влияние на загрязнение экосистемы, флору и фауну.

3. Одна станция ГНС состоит из 7 (и больше) резервуаров, каждый из которых в течение месяца подвергается как минимум трём циклам наполнения и опорожнения. Ежемесячно на станции заполняется около 500 баллонов. В каждом резервуаре имеется 7 клапанов. При учёте длины трубопроводов жидкой и паровой фаз, приблизительно 1 км, расчёты показывают многократное увеличение фактических потерь.

4. Потери на ГНС увеличивают количество парниковых газов, что, в свою очередь, негативно влияет на атмосферу, почву и водные экосистемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Liquefied Petroleum Gas (LPG) Tanker Cargo and Ballast Handling Simulator. International Maritime Organization, 2007.

2. Autogas in Europe, the sustainable alternative. An LPG industry roadmap. The European liquefied petroleum gas association (AEGPL). Brussels, Belgium, 2013, 40 p.
3. Bigot S. Russia announced a tender to build 313 MW of renewable energy capacities. Eurasia Network, 22 April 2019. <https://eurasianetwork.eu/2019/04/22/russia-announced-a-tender-to-build-313-mw-of-renewable-energy/>. Accessed September 29, 2020.
4. British Petroleum. BP Statistical Review of World Energy 2019, London; 2019.

ПОДГОТОВКА К ПЕРЕРАБОТКЕ И ОЧИСТКА НЕФТЯНЫХ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ОТ СЕРОВОДОРОДА И ДВУОКСИ УГЛЕРОДА

проф. А. Н. ГУРБАНОВ, доц. И. З. САРДАРОВА

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Энергетические ресурсы играют ведущую роль в современной экономике. Уровень развития производительных сил каждого государства определяется в значительной степени масштабами потребления энергоресурсов. Об их важной роли свидетельствует то, что более 70% добываемых в мире полезных ископаемых относится к источникам энергии.

Природный газ – одно из важнейших горючих ископаемых, занимающие ключевые позиции в топливно-энергетических балансах многих государств, важное сырье для химической промышленности.

Почти на 90 % он состоит из углеводородов, главным образом метана (CH_4). Содержит и более тяжелые углеводороды – этан, пропан, бутан, а также меркаптаны, сероводород и пары воды (вредные примеси), азот и углекислый газ (они бесполезны), полезные примеси гелия и других инертных газов. Энергетическая и химическая ценность природного газа определяется содержанием в нем углеводородов. Метан, содержащийся в природном газе, представляет немалую ценность для химической промышленности. При неполном его окислении образуется водород, оксид углерода (CO), ацетилен, а на их основе получают альдегиды, спирты, ацетон, уксусную кислоту, аммиак, формальдегид, метанол, хлороформ. Метан служит исходным сырьем для производства сажи. Этан является важнейшим сырьем для пиролиза. Природный газ, а не вода, является главным источником промышленного получения водорода. И все же в основном метан идет на сжигание. Природные газы широко используются для газификации промышленных районов и населенных пунктов [1–3].

Способы выделения кислых компонентов подразделяют на две группы:

- сухие – с применением очистной массы в твердом виде;
- мокрые – с применением жидких растворов.

При сухих способах используют твердые поглотители (адсорбенты) – оксид цинка, шлам алюминиевого производства, губчатое железо (оксид железа), активированный уголь; в настоящее время все чаще используют для очистки цеолиты, с помощью которых одновременно осушают и очищают газы от сероводорода, углекислоты и воды.

Твердые поглотители, кроме цеолитов, применяют для очистки относительно небольших количеств газа и при низком давлении. Все твердые поглотители используют для очистки газов с низким содержанием сероводорода [4–7].

Мокрые способы применяют для очистки больших количеств газа со значительным содержанием в нем сероводорода (сернистых соединений) и углекислоты и при высоком давлении.

Процессы, основанные на физическом растворении кислых компонентов, используют главным образом для очистки газов, содержащих большие количества сероводорода и углекислого газа и находящихся под высоким давлением.

Такие процессы характеризуются малыми кратностями циркуляции и поэтому относительно низкими капитальными удельными вложениями и энергетическими затратами; экономичность процессов повышается с увеличением содержания кислых компонентов в очищаемом газе, так как поглотительная способность растворителей прямо пропорциональна парциальному давлению кислых компонентов.

Основная часть поглощенных кислых газов при десорбции выделяется из газа без затрат теплоты за счет снижения давления над растворами. Абсорбенты физической абсорбции удаляют из газа COS, CS₂, меркаптаны, не подвергаясь разложению. Относительно небольшое содержание воды в растворе сорбента и невысокая температура процесса обеспечивают незначительную коррозию и позволяют использовать оборудование, выполненной из углеродистой стали.

Недостатки процессов этого вида – высокая стоимость абсорбента, трудность достижения глубокой очистки газов и, кроме того, склонность абсорбентов к извлечению тяжелых углеводородов, особенно ароматики, что осложняет получение элементарной серы. При снижении давления очищаемого газа эффективность очистки резко уменьшается.

В процессе «Пурисол» используют абсорбент *п*-метил-2-кетопиридин, предназначенный для грубой очистки газов с высоким содержанием кислых компонентов.

В процессе «Сульфинол» сорбент комбинированный и состоит из растворителя – сульфолана, химического поглотителя – диизопропаноламина и воды. Основная масса кислых компонентов, содержащихся в очищенном газе, растворяется в сульфолане, а при взаимодействии кислых остаточных компонентов с диизопропаноламином концентрация их снижается до требуемого уровня.

Если тяжелые газовые компоненты получаются с технологической установки в жидком виде (под давлением), то их можно подвергнуть простой щелочной промывке для удаления сернистых и кислых соединений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бекиров Т. М., Ланчаков Г. А, Технология обработки газа и конденсата. – М.: Недра, 1999. – 362 с.
2. Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения. – Москва.: Недра, 2006. – 555 с.
3. Gurbanov A. N. Improving the technology of collecting and transporting nizkona the locking gas between deepwater offshore platforms. – Moskow: Petroleum Engineering, № 12, 2011, pp. 39–42.
4. Bayramov İ., Gurbanov A., Sardarova İ., Mammadova G., Abbasova S. Creation of fuzzy models for the calculation of oil and gas reserves. 15th International Conference on Applications of Fuzzy Systems, Soft Computing and Artificial Intelligence Tools. ICAFS-2022. <https://icafs2022.com/> 26–27 August, Budva – Montenegro.
5. Denisov S.V., Laryuhin A.I. Application of the mathematical theory of intelligent systems for simulation of gas dehydration process technology. // Bulletin of the Moscow Academy of the labor market and information technologies. 2006. № 22. pp. 88–95.
6. Gurbanov A. N. Improving the technology of collecting and transporting nizkona the locking gas between deepwater offshore platforms. – Moskow: Petroleum Engineering, № 12, 2011, pp. 39–42.
7. Gurbanov A. N., Sardarova I. Z. Increasing the efficiency of microbiological protection of underground facilities. SOCAR Proceedings № 2. 2022. Pp. 88–92.

МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТЕНО-СМОЛИСТО-ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

проф. А. Н. ГУРБАМЕНОВ, докторант Дж. Р. АЛИЕВ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Одной из наиболее сложных проблем при эксплуатации нефтяных скважин, особенно в условиях добычи высокопарафиновых нефтей, является образование асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО). Эти отложения формируются в процессе добычи, транспорта и хранения нефти и оказывают значительное влияние на производительность скважин, надежность оборудования и экономические показатели нефтедобывающих предприятий [1–3].

Феномен образования АСПО обусловлен изменением термобарических условий – снижением давления и температуры при подъёме нефти на поверхность. В результате происходит выпадение из нефти труднорастворимых компонентов: парафинов, смол, асфальтенов, а также мелкодисперсных механических примесей. Эти вещества оседают на внутренних стенках насосно-компрессорных труб, манифольдов и другого оборудования, образуя плотные слои с высокой адгезией к металлу.

В Азербайджане, где значительная часть добываемых нефтей относится к парафинистым, проблема АСПО особенно актуальна. По данным Азнефти (Qurbanov, Əlsəfərova, 2005), в скважинах, эксплуатирующих месторождения Апшеронского полуострова, интенсивные отложения парафина наблюдаются на глубинах 800–1200 м, где традиционные термические методы становятся малоэффективными. В этих условиях ключевую роль начинают играть химические методы, основанные на применении ингибиторов, депрессоров и комплексных реагентов, позволяющих не только предотвращать осаждение АСПО, но и улучшать реологические свойства нефти [4–7].

Цель данной работы – провести всесторонний анализ механизмов образования АСПО и оценить эффективность существующих технологий борьбы с ними, с особым вниманием к химическим реагентам нового поколения, разработанным на синергетических принципах.

Современные тенденции указывают на необходимость разработки многофункциональных реагентов, сочетающих депрессорные, ингибирующие, антикоррозионные и деэмульгирующие свойства. Наиболее перспективными считаются композиции, действующие по синергетическому принципу, когда совокупный эффект смеси превышает сумму эффектов отдельных компонентов.

Другим направлением является использование нанодобавок (оксиды металлов, нанокремнезем), которые усиливают адсорбционные свойства ингибиторов и повышают устойчивость дисперсий. Кроме того, ведутся исследования по созданию биоразлагаемых реагентов, не оказывающих отрицательного воздействия на окружающую среду.

Экспериментальные данные показывают, что применение химических ингибиторов позволяет сократить количество парафиноотложений на 25–30 % (Van Der Gest, Guersoni, 2018), а также снизить энергозатраты на добычу и транспорт нефти.

Проведённый анализ подтверждает, что борьба с асфальтено-смолисто-парафиновыми отложениями является одной из ключевых задач современной нефтедобычи. Несмотря на разнообразие методов, наиболее эффективным направлением остаётся применение химических реагентов, способных регулировать процессы кристаллизации и адгезии парафинов, стабилизировать коллоидную систему нефти и предотвращать выпадение твердых фаз.

Развитие технологий должно идти в сторону комплексных синергетических составов, включающих депрессоры, диспергаторы, ингибиторы коррозии и деэмульгаторы. Важным является учет коллоидно-химических свойств нефти, водосодержания и характера поверхности оборудования.

В перспективе совершенствование методов борьбы с АСПО позволит не только повысить коэффициент нефтеотдачи пластов, но и значительно снизить эксплуатационные затраты, увеличить межремонтные интервалы и обеспечить устойчивую работу нефтепромыслового оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Adeyanju A. O. et al. Experimental Study of Wax Deposition in Single Phase Sub-cooled Oil Pipelines. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, 2013.
2. Ağayev S. G., Grebnev A. N., Gurova A. A. Ингибирование химическими реагентами АСПО Вингапуровского и Аганского месторождений. Изв. Вузов, 2009, № 1, с. 55–61.
3. Demirbas A. Deposition and flocculation of asphaltenes from crude oils. Petroleum Science and Technology, 2016, vol. 34, p. 6–11.
4. El-Dalatony M., Jeon B.-H., Salama E.-S. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines. Energies, 2019, 12, 967.
5. Gabetov G. Kh. et al. Состав для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений. RU 2261887 C1, 2005.
6. Huang Z., Zheng S., Fogler H.S. Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices. CRC Press, 2015.
7. Ibrahimov A. Dzh., Naibova T. M., Mamedov K. G. Исследование применения ацетамид-фенолформальдегидного олигомера против АСПО. Изв. Вузов Азербайджан, 2007, № 6, с. 17–19.

ОСОБЕННОСТИ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ В УПРУГОВЯЗКИХ ТРУБАХ**Р. А. ИСМАЙЛОВ, В. Т. МУСТАФАЕВ***Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

При движении газов в стальных трубах материал трубы проявляет в основном только упругие свойства. Однако в определенных условиях, так например, при наличии жидких включений или транспортировке газов с тяжелыми фракциями углеводородов на стенках трубопроводов возникают различные отложения, при которых материал трубы может проявлять также и упруговязкие свойства. Упруговязкие свойства могут проявлять и трубы из полимерных материалов, перспектива использования которых в связи с экономической целесообразностью при строительстве газопроводов приобретает все более актуальное значение.

Основным достоинством полиэтиленовых труб является то, что они не подвержены коррозии и являются хорошим диэлектриком, что делает их незаменимыми при прокладке в зоне действия блуждающих токов. Полиэтиленовые трубы в среднем в 8 раз легче стальных, что облегчает их транспортировку и монтажные работы. Они легко режутся и свариваются, при этом отпадают газосварочные и газорезочные и электросварочные работы. Средний срок службы полиэтиленовых труб 50 лет, при этом они значительно дешевле стальных труб, что в условиях рыночных отношений является важным преимуществом по сравнению со стальными трубами. Эти и другие вопросы перспективы использования труб из полимерных материалов в трубопроводном транспорте газа поднимались в работах [1, 2].

Вопросы влияния неравновесных характеристик материала трубы на процессы распространения волн возмущений давления и расхода при движении по ним реологически сложных жидкостей с релаксационными параметрами подробно исследованы в [3–5]. Аналогично этим исследованиям изучим влияние неравновесных параметров газов и материала трубы на распределение значений затухания и запаздывания волны возмущения давления в трубопроводе по частотам.

Проведенные исследования влияния релаксационных параметров среды и материала трубы на характер распространения волн возмущений давления в трубопроводе, позволяют установить важный вывод о том, что затухание происходит в основном за счет времени релаксации материала трубы. При достижении же определенной частоты дальнейшее нарастание частоты возмущений не вызывает затухания волны.

Вызывает интерес также тот установленный факт, что общая картина затухания возмущений давления в трубе при значениях параметра релаксации материала трубы выше определенного значения, практически не изменяется.

Полученные результаты могут быть использованы при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем, транспортирующих неравновесные газы с использованием труб из упруговязкого материала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Саттаров Р. М., Исмайлов Р. А. Транспорт газа и вопросы энерго- и ресурсосбережения / Известия высших технических учебных заведений Азербайджана. Нефть и газ. № 6 (16), Баку, 2001, с. 12–14.
2. Исмайлов Р. А., Рагимов А. Р., Рагимов С. А. Применение полиэтиленовых труб в газораспределительных сетях Азербайджана / «Рассохинские чтения», Материалы международного семинара (8–9 февраля 2013 года). В 2 ч., Ч.2. –Ухта: УГТУ, 2013, с. 156–159.

3. Саттаров Р. М. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах. Баку: Элм, 1999, 412 с.
4. Wang, Li-Li Chapters 6. One-dimensional visco-elastic waves and elastic-visco-plastic waves / Foundations of stress waves, 2007, pp. 219–264.
5. M. Mitosec, M. Chorzelski Influence of visco-elasticity on pressure wave velocity in polyethylene MDPE pipe / Archives of Hydro-Engineering and Environmental Mechanics, 50(2), pp. 127–140.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПОВ ГРУНТОВ И ИХ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

В. В. БЕРДАШКЕВИЧ¹, И. А. ЛЕОНОВИЧ²

¹ Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь

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

Современные подходы к оценке технического состояния распределительных газопроводов требуют учёта влияния коррозионной активности грунтов на долговечность трубопроводов. Традиционные лабораторные методы определения свойств грунта являются трудоёмкими и не всегда позволяют быстро получать данные в полевых условиях.

Для решения этой задачи ведётся разработка программного модуля, основанного на применении алгоритмов искусственного интеллекта для автоматического определения типа грунта и прогнозирования его коррозионной активности по визуальным признакам. Программа использует методы машинного обучения и компьютерного зрения для анализа изображений образцов, предварительно размеченных экспертами.

Алгоритм проходит обучение на выборке фотоматериалов, собранных в Полоцком районе. На текущем этапе реализована классификация основных типов грунтов – песков, супесей и суглинков, а также распознавание признаков, указывающих на повышенную агрессивность среды. Полученные результаты позволяют формировать базу данных с вероятностной оценкой коррозионной активности, которая в дальнейшем может быть интегрирована в риск-ориентированные модели оценки технического состояния газопроводов [1–3]. На рисунке 1 представлены результаты обработки изображения грунтов программой.



Рисунок 1. – Пример результатов обработки изображений грунтов программой

Планируется расширение набора данных за счёт образцов из других регионов и совершенствование алгоритма оценки. Перспективным направлением является объединение визуального анализа с измерительными параметрами (влажность, pH, удельное сопротивление), что позволит повысить достоверность определения коррозионной активности.

Разрабатываемая система предназначена для инженерных и научных целей и может использоваться при полевых обследованиях, формировании цифровых моделей подземных коммуникаций и совершенствовании программ мониторинга состояния газораспределительных сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Kuriyanova T. V., Kislitsyn D. I. Применение методов машинного обучения в строительстве // Проблемы информатики. – 2021. – № 1(50). – С. 25–35.
2. Zhang Y., Li H., Wang K. Machine learning applications in civil engineering // Automation in Construction. – 2021. – Vol. 122. – P. 103490.
3. Wu D., Fang S., Zhang Y. Digital twins and machine learning for intelligent infrastructure monitoring // Engineering Structures. – 2023. – Vol. 287. – P. 115184.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЭМУЛЬСАЦИИ ОБВОДНЁННОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МУРАДХАНЛЫ

А. В. ГАСЫМЗАДЕ, Р. Р. ХАЛИЛЗАДЕ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Образование водонефтяных эмульсий в процессах добычи и переработки нефти является одной из наиболее актуальных технологических проблем современной нефтяной промышленности. Такие эмульсии оказывают отрицательное влияние на стабильную работу технологического оборудования, снижают качество продукции и уменьшают надёжность систем транспортировки. Особенно интенсивно этот процесс проявляется при эксплуатации высоковязких и обводнённых нефтей. Природные поверхностно-активные вещества, содержащиеся в нефти – смолы, асфальтены и высокомолекулярные парафины – адсорбируются на поверхности водяных капель, стабилизируя их и способствуя долговременному существованию эмульсии. В результате отделение воды затрудняется, увеличиваются эксплуатационные расходы и снижается общая эффективность технологического процесса [1–6].

Нефть месторождения Мурадханлы характеризуется высокой степенью обводнённости и устойчивостью эмульсий, что придаёт процессу деэмульсации особое научное и практическое значение. В современной промышленной практике эффективность деэмульсации определяется, прежде всего, химической природой выбранного реагента, его дозировкой и температурой обработки. Испытание индивидуальных реагентов позволяет оценить влияние указанных факторов и определить наиболее рациональные технологические параметры [7–8].

Целью данного исследования является экспериментальная оценка влияния различных промышленных деэмульгаторов на процесс деэмульсации 35%-й обводнённой нефти месторождения Мурадханлы. Для этого в лабораторных условиях была применена методика бутылочного теста (bottle test). На основе опытов, проведённых при различных температурах и концентрациях реагентов, определялась степень отделения воды. Полученные результаты позволили сравнить эффективность индивидуальных реагентов и сформировать научные основы для оптимизации процесса деэмульсации при высокой степени обводнённости нефти [9–11].

Экспериментальные исследования на начальном этапе были направлены на оценку эффективности деэмульсации под воздействием индивидуальных реагентов в лабораторных условиях. Испытания проводились при температуре 40 °С в течение 120 минут при дозировках реагентов 150, 300 и 500 г/т.

Известно, что устойчивые водонефтяные эмульсии не могут быть эффективно разрушены только за счёт повышения температуры, поскольку наличие природных поверхностно-активных веществ – смол, асфальтенов и парафиновых соединений – значительно повышает межфазную стабильность диспергированных капель воды. Поэтому данное исследование было основано на систематической оценке химического воздействия деэмульгаторов на процесс разделения фаз.

По результатам экспериментов были определены объёмы как балластной, так и остаточной воды. Проведённый сравнительный анализ показал, что эффективность деэмульсации существенно зависит от химической природы реагента и его концентрации. Повышение температуры и оптимизация дозировки ускоряют процесс разделения фаз и увеличивают степень выделения воды.

Повышение температуры до 50 °С сопровождалось значительным снижением содержания как балластной, так и остаточной воды для всех исследованных реагентов. Этот результат объясняется уменьшением поверхностного и межфазного натяжения, а также интенсификацией процесса коалесценции при повышенных температурах.

Среди всех реагентов наибольшую эффективность продемонстрировал Сепарол – при дозировке 500 г/т количество балластной воды снизилось до 3%, а остаточной – до 2%. Такой результат указывает на его оптимальный гидрофильно-липофильный баланс и выраженную межфазную активность.

Остальные реагенты (в частности, АЛКАН ДЕ-202 и Диссолван-3359) проявили заметное, но менее выраженное действие по сравнению с Сепаролом. В целом, испытания при 50 °С показали, что повышение температуры ускоряет кинетику деэмульсации и повышает эффективность реагентов, однако применение композиционных систем может обеспечить ещё более высокие результаты.

Заключение

1. Проведённые исследования показали, что эффективность деэмульсации обводнённой нефти месторождения Мурадханлы зависит от химической природы реагента, его дозировки и температуры обработки. Повышение температуры с 40 до 50 °С приводит к ускорению кинетики деэмульсации и значительному снижению содержания как балластной, так и остаточной воды.

2. Среди исследованных деэмульгаторов наибольшую эффективность проявил реагент Сепарол, обеспечивший при дозировке 500 г/т минимальные значения балластной (3 %) и остаточной (2 %) воды. Это подтверждает его оптимальный гидрофильно-липофильный баланс и высокую межфазную активность, что делает его перспективным для применения при переработке высокообводнённых нефтей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамов Т. Ф. Борьба с отложениями парафиновых, смолисто-асфальтеновых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. – 2017. – №4. – С. 67–72.
2. Али М. Ф., Алькама М. Х. Роль асфальтенов, смол и других твёрдых компонентов в стабилизации эмульсий «вода в нефти» и их влияние на добычу нефти в месторождениях Саудовской Аравии // Fuel. – 2000. – Т. 11. – С. 1309–1316.
3. Алиева А. И. Исследование реологических свойств высокопарафиновых нефтей // Известия Академии наук Азербайджана. – 2003. – № 3. – С. 88–93.
4. Альнаимат Ф., Аль-Сархи А. Отложение и прогноз образования парафина в нефтепроводах // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 193. – Ст. 107408.
5. Бахтизин Р. Н., Каримов Р. М., Мастобаев Б. Н. Влияние макромолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 1. – С. 42–50.
6. Эсполов И. Т., Аяпбергенов Е. О., Серкебаева Б. С. Особенности реологических свойств высоковязких нефтей при трубопроводном транспорте // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 3. – С. 35–39.
7. Гасымзаде А. В. Исследование многофункциональных композиций при подготовке и транспортировке тяжёлых нефтей // Вопросы химии и химической технологии. – 2024. – № 4. – С. 25–33.
8. Глуценко В. Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтеново-смолисто-парафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 84–87.
9. Иванова Л. В. Асфальтеново-смолисто-парафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения нефти // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
10. Иванова В. Л., Макаров И. А., Примерова О. В., Буров Е. А., Сорокина А. С., Кошелев В. Н. Сравнительное исследование эффективности депрессорно-диспергирующих присадок в дизельном топливе // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2022. – № 3. – С. 60–66.
11. Дженнингс Д. У., Вайспфеннинг К. Влияние сдвига и температуры на отложение восков. Исследование методом «холодного пальца» с использованием нефти Мексиканского залива // Energy & Fuels. – 2005. – Т. 19. – С. 1376–1386.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НОВОГО РЕАГЕНТА НА КОРРОЗИЮ ОТ СЕРОВОДОРОДА

Г. Р. ГУРБАНОВ, ZHANG Yu Xin

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

В настоящее время быстрые темпы развития нефтяной промышленности требуют повышения эффективности эксплуатации скважин. В этом отношении актуальной задачей остаётся защита внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов от электрохимических процессов коррозии, вызванных воздействием агрессивной среды, с целью стабилизации добычи нефти и увеличения эксплуатационной эффективности скважин. Известно, что для стабилизации и повышения добычи нефти в большинстве случаев осуществляются различные технические и технологические мероприятия, в том числе закачка воды и газа в пласт, изменение режима эксплуатации скважин, переход на штанговые и глубиннонасосные методы, тепловое воздействие на пласт, закачка химических реагентов и другие меры. В результате подобных мероприятий нефтяные месторождения обогащаются веществами, способствующими формированию агрессивных сред, резко увеличивается содержание кислорода, углекислого и сероводородного газов, что, в свою очередь, приводит к ускорению процессов внутренней коррозии труб [1–7]. Исследования показывают, что основной причиной коррозии внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов является присутствие в составе пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, элементов, создающих агрессивную среду. К ним относятся сернистые и кислородсодержащие соединения, сероводород, углекислый газ, а также растворённые в пластовых водах минеральные соли. В целом, эксплуатационные скважины по характеру агрессивной среды подразделяются на две категории – нейтральные и кислые. К первой категории относятся скважины, в продукции которых отсутствует сероводород, ко второй – скважины, в продукции которых он присутствует. Кроме того, каждая категория скважин может подразделяться на отдельные подтипы: содержащие кислород и не содержащие его, а также скважины с участием или без участия углекислого газа. Следует отметить, что на степень коррозионной агрессивности влияет не только химический состав пластовой воды, но и условия эксплуатации [8–12].

Впервые исследовано влияние **органического реагента хлоропрен** на скорость коррозии в пластовых водах с содержанием сероводорода, отобранных из скважин №2646, 33151, 4012, 31193 и 33016 НГДУ «Балаханынефть». В опытах, продолжавшихся **6 и 24 часа**, использовались образцы марок **Ст-3** и **Р-105**. При этом установлено, что **расход хлоропрена составлял 30 мг/л**.

Для образцов марок **Ст-3** и **Р-105** в пластовых водах указанных скважин при концентрации реагента **10–30 мг/л** в течение **6 часов эффективность защиты хлоропреном** составила соответственно: **74–94 %, 76–96 %, 75–97 %, 72–92 %, 76–98 %, 73–95 %, 72–94 %, 70–90 %, 68–87 % и 72–96 %**.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуршудов А. Г. и др. «Эффективность ингибирования углекислотной коррозии в условиях образования вторичных осадков» Э4 сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. – 1988. – № 2. – С. 1–4.
2. Иванов Е. С., Идиятуллина Л. С. «Новые ингибиторы для защиты от коррозии нефтегазодобывающего оборудования», Нефтяное Хозяйство, № 3, 2005, с. 8–10.

3. Гоник А. А. Динамика и предупреждение нарастания коррозивности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. *Защита металлов*, 1998. т.34, № 6, 656–660 с.
4. Гоник А. А., Гетманский М. Д., Низамов К. Р. и др. Исследование структуры защитных слоев и тормозящего действия ингибиторов коррозии коллоидного типа в системе нефть-вода. *Нефтяное хозяйство*. 1976. № 7. 62–64 с.
5. Иофа З.А. О механизме стимулирующего действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах. *Защита металлов*. 1980, Т 16. № 3, 295–300 с.
6. Розенфельд И. Л., Богомолов Д. Б., Городецкий А. Е. и др. Формирование защитных пленок на железе под действием ингибитора ИФХАНГАЗ-1 в водном растворе, насыщенном сероводородом. *Защита металлов*. 1982. Т. 18. № 2. 163–168 с.
7. Панов М. К., Гетманский М. Д., Еникеев Е. Х. и др. Исследование слоев. Формирующихся на поверхности стали в ингибируемой сероводородсодержащей среде методом фотоэлектронной спектроскопии. *Защита металлов*. 1989. Т. 25. № 4. 555–561 с.
8. Подабаев Н. И., Лященко Л. Ф., Гетманский М. Д. Коррозионное и электрохимическое поведение стали 20 в сероводородсодержащей воде нефтепромыслов. *Нефтяная промышленность. Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности»*. М.: ВНИИОЭНГ. 1982. № 2. 2–3 с.
9. Каримов Н. А., Агаев Н. М., Саттар-Заде И. С., Талыблы А. К. Влияние сульфатвосстанавливающих бактерий на коррозию стали при добыче нефти. *РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности* – 1972. № 10. 3–5 с.
10. Бару Р. Л., Старосветская Ж. О., Тимонин В. А. Механизм биокоррозии низколегированной стали в среднотропических бактериях. *Защита металлов*. 1985. Т. 21. № 6. 962–965 с.
11. Кравчук В. Н., Удод В. М., Гвоздяк П. И. Микроорганизмы нефтяных месторождений и их роль в разрушении неоиногенных ПАВ // *Химия и технология воды*. 1987. Т.9. № 2. 162–165 с.
12. О влиянии свойств поверхности металла на процессы биокоррозии в нефтепромысловых водах / В. В. Леонов, Т. М. Вахитов, К. Р. Уразанов, А. Г. Телин // *НТЖ Нефтепром. дело*. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. № 7. 34–37 с.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНОГО ПОДХОДА

А. Н. БУТОВКА

АО ВНИИСТ

Москва, Россия

Аннотация. Предложена методика оценки остаточного ресурса участков надземных трубопроводов на основе вероятностного подхода, учитывающая техническое состояние, условия эксплуатации и историю дефектации. Методика позволяет количественно оценить риск отказа и обосновать сроки проведения ремонтных работ.

Ключевые слова: остаточный ресурс, надземный трубопровод, вероятность отказа, техническая диагностика, риск-ориентированный подход.

Введение. Проблема оценки остаточного ресурса надземных магистральных трубопроводов является актуальной задачей в условиях старения основных фондов. Для надземных участков трубопроводов, включая переходы через водные преграды, оценка технического состояния требует учета специфических факторов риска [1–4]. В работе представлена вероятностная методика, позволяющая комплексно учесть различные факторы риска для надземных трубопроводов.

Описание методики. Методика основана на оценке вероятности возникновения отказа участка трубопровода в зависимости от его технического состояния. Расчет выполняется для трех категорий дефектов: выявленных, устраненных и необнаруженных.

Вероятность отказа по техническому состоянию для выявленных дефектов:

$$P_{TC1} = 1 - \prod_{si=1}^s [1 - K_{\Sigma} \cdot P(A_{si})]^{m_s}, \quad (1)$$

где s – количество типов дефектов и повреждений, шт.;

m_s – для трубопроводов: количество дефектов или повреждений одного типа, выявленных при проведении технического диагностирования на обследуемом участке газопровода, шт.;

m_s – для дюкеров: протяженность дефектов, выявленных при проведении технического диагностирования на обследуемом участке дюкера, м;

$P(A_{si})$ – потенциальная вероятность возникновения отказа из-за s_i дефекта или повреждения;

K_{Σ} – корректирующий коэффициент опасности дефектов и повреждений, учитывающий влияние условий эксплуатации и динамики возникновения дефектов и повреждений, определяется как произведение индивидуальных коэффициентов. Частота отказов определяется как:

$$n_{TC} = P_{TC} \cdot L, \quad (2)$$

где L – протяженность обследуемого участка газопровода, км.

Остаточный ресурс для категории дефектов:

$$T_{пр} = \frac{-\ln(P_d)}{n_{TC}} \quad (3)$$

где P_d – допустимая вероятность отказа (принимается равной 0,05).

Итоговый остаточный ресурс участка рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{t_1 \cdot t_2 \cdot t_3}{t_1 \cdot t_2 + t_2 \cdot t_3 + t_3 \cdot t_1}, \quad (4)$$

где t_1 – остаточный ресурс участка при наличии выявленных дефектов при проведении диагностики, лет;

t_2 – остаточный ресурс участка при наличии устраненных дефектов и/или повреждений, лет;

t_3 – остаточный ресурс участка с учетом необнаруженных дефектов и/или повреждений, лет.

Пример расчета. В качестве примера рассмотрен участок надземного магистрального газопровода со следующими характеристиками:

– Протяженность: 34,7 км

– Возраст: 54 года

– Выявленные дефекты: геометрия (5 шт.), стенка (41 шт.), сварные швы (10 шт.), комбинированные (1 шт.), дефекты ОРЧ (257 шт.)

Результаты расчета по базовому варианту методики:

Остаточный ресурс по выявленным дефектам: $t_1 = 15.21$ года

Остаточный ресурс по устраненным дефектам: $t_2 = 392.6$ года

Остаточный ресурс по необнаруженным дефектам: $t_3 = 45.83$ года

Итоговый остаточный ресурс участка: $T = 11.42$ года

Выводы

1. Предложенная методика позволяет количественно оценить остаточный ресурс надземного трубопровода с учетом его реального технического состояния и условий эксплуатации.

2. Основным преимуществом методики для надземных трубопроводов является возможность учета специфических факторов риска: провисание, оголение участков, скорость течения водных преград, состояние балластировки и изоляции.

3. Методика позволяет дифференцированно учитывать влияние различных типов дефектов на общий риск эксплуатации, что особенно важно для надземных переходов с сложными условиями эксплуатации.

4. Расчет показал, что участок находится в удовлетворительном состоянии и требует планового ремонта в течение 11 лет.

5. К недостаткам методики можно отнести необходимость наличия детальных данных диагностики и определенную субъективность в назначении весовых коэффициентов для различных типов дефектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Потапов, Б. В. Управление риском аварий на объектах трубопроводного транспорта (магистрального трубопровода): методы оценки и прогноза повторяемости ЧС на объектах магистральных нефтегазопроводов / Б. В. Потапов, О. О. Морозов, А. М. Ревазов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 3(85). – С. 14–29. – EDN PUJODZ.
2. Бутовка, А. Н. О методах планирования долговечности трубопроводов в надземном исполнении / А. Н. Бутовка // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2022. – № 2(82). – С. 16–20. – EDN YWJFSA.
3. Васильев, Г. Г. Сравнительный анализ причин отказов подземных и надземных трубопроводов / Г. Г. Васильев, А. Н. Бутовка // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2024. – № 2(140). – С. 62–66. – EDN IVUNSE.
4. Васильев, Г. Г. Исследование процессов старения свойств металла надземных магистральных газопроводов / Г. Г. Васильев, А. Н. Бутовка // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2025. – № 1(145). – С. 34–41. – EDN ARBDCZ.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННО-ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ «ЗЕЛЕННОГО» ИНГИБИТОРА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ pH СРЕДЫ

Г. Р. ГУРБАНОВ, ZHANG Yu Xin

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

В настоящее время, как в развитых странах нефтяной промышленности, так и в Азербайджане, многочисленные исследования коррозии внутренней поверхности трубопроводов внутри месторождений показали, что существующие методы защиты от воздействия разрушающих газовых, жидких, биологических и твердых сред недостаточны. Именно по этой причине потери металла в указанных областях с каждым годом увеличиваются, а экономический ущерб мировой экономике вследствие внутренней коррозии оценивается в миллиарды долларов ежегодно. Следует отметить, что хотя трубопроводы внутри месторождений, изготовленные из различных марок стали, обладают высокой механической прочностью, они недостаточно устойчивы к агрессивным электрохимическим коррозионным средам. [1–3]. Одной из основных причин этого является многофазность жидкости, извлекаемой из нефтяных скважин. Так, пластовые воды, выделяемые вместе с нефтью, являясь сильными электролитами, создают благоприятные условия для интенсивного протекания электрохимической коррозии на внутренней поверхности стальных трубопроводов внутри месторождений. Состав пластовых вод включает элементы, обладающие коррозионной агрессивностью, такие как сероводород, углеродистые, сернистые и кислородсодержащие соединения, а также растворенные или нерастворенные минеральные соли, что повышает агрессивность среды. С другой стороны, присутствие в такой среде различных бактерий, особенно сульфатредуцирующих бактерий (СРБ), дополнительно усиливает процесс и ускоряет скорость коррозии внутренней поверхности действующих трубопроводов. В результате нефтяная промышленность несет значительные экономические и экологические убытки. Следует подчеркнуть, что присутствие сульфатредуцирующих бактерий в агрессивных средах увеличивает ущерб от внутренней коррозии оборудования для мировой экономики. [4; 5]. Исследования показывают, что для поддержания постоянного пластового давления в нефтяных скважинах используются морская, пластовая и питьевая вода, при этом микроорганизмы, содержащиеся в этих водах, проникают в пласт. Одним из таких микроорганизмов являются сульфатредуцирующие бактерии (СРБ), которые проявляют коррозионную активность даже в бескислородной среде. Эти бактерии восстанавливают сульфаты до биогенного сероводорода, резко увеличивая электрохимическую агрессивность среды. СРБ отличаются своей разрушительной способностью, то есть высокой скоростью коррозии металлов. Наличие СРБ в составе пластовых вод приводит к повышению концентрации сероводорода в среде. По этой причине одним из наиболее распространенных методов защиты внутренней поверхности трубопроводов внутри месторождений является применение химических реагентов с бактерицидными и ингибирующими свойствами. [6–9]. Известно, что разнообразие состава пластовых вод и условия эксплуатации значительно влияют на агрессивность среды. Так, изменение условий эксплуатации резко увеличивает коррозионную агрессивность среды. Температура агрессивной среды, скорость движения жидкости и многие другие факторы влияют на эффективность использования ингибиторов. В этом контексте синтез новых многофункциональных и более эффективных ингибиторов, разработка композиций, их исследование и технологии применения имеют большое научное и практическое значение. Кроме того, внутренние поверхности трубопроводов внутри месторождений характеризуются

наличием центров с различной активностью, включая водородные. В агрессивных средах электрохимическая коррозия протекает быстрее в таких высокоактивных центрах, вызывая электрохимические реакции на внутренней поверхности трубопровода. Поэтому для предотвращения коррозии необходимо экранировать высокоактивные центры и изолировать их от окружающей среды. Для реализации этих задач требуются комплексные ингибиторы и композиции. В современный период, несмотря на широкие исследования процесса коррозии внутренней поверхности трубопроводов в агрессивных средах, изучение этой проблемы именно для трубопроводов внутри месторождений имеет большое практическое и экономическое значение. Наиболее эффективным методом увеличения срока службы трубопроводов внутри месторождений продолжает оставаться использование коррозионных ингибиторов, что и сегодня является актуальной задачей, имеющей важное значение с точки зрения требований времени.

Целью исследовательской работы является впервые изучение свойств защиты от коррозии природного происхождения реагента (зеленого ингибитора) в лабораторных условиях в средах с различными значениями pH.

Установлено, что скорость коррозии углеродистой стали существенно зависит как от кислотности среды (pH), так и от концентрации «зелёного» ингибитора. Повышение значения pH и увеличение дозировки ингибитора приводят к значительному снижению интенсивности коррозионного процесса.

Показано, что ингибитор обладает наибольшей эффективностью в слабощелочной среде (pH = 9), где формируется прочная адсорбционная защитная плёнка на поверхности металла, и скорость коррозии снижается до минимального уровня – 0,05 мм/год. Таким образом, оптимальное сочетание параметров среды и концентрации ингибитора обеспечивает выраженный синергетический эффект защиты стали от коррозии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Mungwari, C.P., et al. (2024). *Phytochemicals as green and sustainable corrosion inhibitors: A review*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666845924001946>.
2. Kermannezhad, K., et al. (2016). *Application of amine-functionalized MCM-41 as pH-responsive corrosion inhibitors*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1385894716310750>.
3. Ibrahimi, B.E.L., et al. (2020). *The role of pH in corrosion inhibition of tin using the proline*. PMC. <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC9056173/>.
4. Santos, L.R.L., et al. (2022). *pH-triggered release of tannic acid as green corrosion inhibitor*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352492822005918>.
5. Jero, D., et al. (2024). *Film-forming amines as corrosion inhibitors: A state-of-the-art review*. Nature. <https://www.nature.com/articles/s41529-024-00523-0>.
6. Fazal, B.R., et al. (2022). *A review of plant extracts as green corrosion inhibitors for CO₂ corrosion mitigation*. Nature. <https://www.nature.com/articles/s41529-021-00201-5>.
7. Zhao, F., et al. (2023). *An overview on the corrosion mechanisms and inhibition strategies in CO₂–amine systems*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S138358662201646X>.
8. Casanova, L., et al. (2023). *Recent advances in the use of green corrosion inhibitors*. PMC. <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10707076/>.
9. Li, W., et al. (2008). *pH and electrochemical responsive materials for corrosion control*. NASA. <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/20120003407/downloads/20120003407.pdf>.

ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК DIFRON-4201 И DIFRON-3970 НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАМЕРЗАНИЯ МАСЛЯНЫХ СМЕСЕЙ

С. М. ПАШАЕВА

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Поскольку нефть представляет собой многокомпонентную дисперсную систему, природные поверхностно-активные вещества (ПАВ) в ней при этих температурах не подчиняются реофизико-химическим закономерностям. Причиной этого являются кристаллы, образуемые высокомолекулярными компонентами композиции при низких температурах. Благодаря наличию смол в нефти, твердые углеводороды свободно сохраняют нерастворенные монокристаллы в различных центрах и формируют кристаллы в дендритной, т.е. объединенной, форме. Увеличение количества смол в нефти приводит к замедлению роста кристаллов и деформации поверхности, образованию новых центров кристаллизации. Преобладание той или иной группы углеводородных компонентов в нефти обуславливает их адсорбцию в образующихся кристаллах или сокристаллизацию с твердыми углеводородами. Они играют ключевую роль в изучении температурной зависимости вязкости нефтяных дисперсных систем, выяснении механизма и структуры процесса их течения, а также взаимосвязи между внешними воздействиями и эффектом процесса деформации. Температура нефти оказывает существенное влияние не только на выбор технологического режима, но и на её транспортировку и качество получаемых при переработке продуктов [1, 2].

Из нефтепромысловой практики известно, что процессы сбора, подготовки и транспортировки нефтей без смешивания практически не являются исключением. Исследования последних лет доказывают, что смешивание и разбавление нефтей существенно влияют на их реологические и физико-химические свойства [3, 4]. Во многих случаях для улучшения процесса транспортировки тяжёлые, быстрозастывающие нефти смешивают с лёгкими нефтями и конденсатами. Такие присадки снижают энергозатраты, поскольку положительно влияют на текучесть реологически сложных нефтей. Тем не менее, опыт эксплуатации технологических нефтепроводов показывает, что смешивание нефтей вызывает осложнения в работе трубопроводов, увеличивает энергетические и транспортные затраты, что снижает эффективность их работы [5].

Для предотвращения парафиноотложений используются специальные химические ингибиторы и депрессорные присадки. При добавлении в нефть ингибиторов парафиноотложений в оптимальных концентрациях они влияют на процесс кристаллизации парафина таким образом, что снижаются температура замерзания и вязкость нефти, а также количество отложений асфальтенов, смол и парафинов (АСПО). Известно, что небольшие добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ) значительно ослабляют или предотвращают образование дисперсных пространственных структур, образованных кристаллами парафина. Установлено, что смолистые компоненты, отличающиеся от типа нефти и ее состава, главным образом, своей полярностью, являются естественными депрессорами, снижающими температуру замерзания нефти и ее нефтепродуктов. Присутствие смол в системе может приводить как к положительному, так и к отрицательному депрессорному эффекту [6, 7].

Депрессорные присадки предотвращают образование объемных кристаллических решеток, влияя на их структуру. В результате улучшаются реологические свойства нефти, снижается температура замерзания и, как следствие, уменьшаются потери давления на трение. Химические реагенты также могут быть использованы для гидравлического транспорта высоковязких

нефтей. Механизм действия депрессорных присадок в настоящее время до конца не изучен. Считается, что присадка адсорбируется на поверхности образующихся кристаллов, в результате чего их рост происходит только снаружи. При этом кристаллы имеют игольчатую форму и разветвленную структуру, а концентрация сопоставима по длине и ширине. В растворе присутствуют поверхностные кристаллы разных модификаций, что снижает вероятность их сближения. Различие в действии присадок объясняется разнообразием их состава и технологии введения в нефть. Их использование в общей технологической стадии заключается в нагреве, приготовлении жидких растворов и дозировании нефти через дозаторы. При этом важно учитывать индивидуальную склонность масел к присадкам с технологической точки зрения. Другими словами, для каждого масла экспериментально следует подбирать присадку с наиболее эффективным эффектом.

Впервые в лабораторных условиях изучено влияние депрессорных присадок Дифрон-4201 и Дифрон-3970 на температуру замерзания образцов нефти, приготовленных в соотношениях 1:1, 1:2 и 2:1 из нефтей скважин № 680 и 690 Наримановского НГР ГНКАР.

Установлено, что максимальное влияние депрессорной присадки Дифрон-3970 на температуру замерзания наблюдалось при концентрации 1000 во всех трех соотношениях нефтей, а температура замерзания составила -7°C (влияние на температуру замерзания 167%), -6°C (влияние на температуру замерзания 147%) и -4°C (влияние на температуру замерзания 145%) соответственно.

Наибольший показатель присадки Дифрон-4201 был при концентрации 800 в соотношении 1 № 680 : 2 № 690, а температура замерзания при этом составляла -9°C (эффект по температуре замерзания составил 167%).

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. Отложения парафина, борьба с асфальтосмолистыми компонентами нефти // Нефтегазовое дело. 2017; 15 (4). 67–72.
2. Эсполов И. Т., Аяпбергенов Э. О., Серкебаева Б. С. Особенности реологических свойств высоковязкой нефти при трубопроводном транспорте // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016; (3): 35–39.
3. Евдокимов И. Н. Диаграмма состояния асфальтенов в растворах (Т–С) // Нефтяная наука и технологии. 2007; 25 (1–2). 5–17.
4. Холмс Дж. В., Буллин Дж. А. Исследование совместимости мазута // Переработка углеводородов. 1983; 62 (9). 101–103.
5. Мартинес-Палоу Р., Мария де Лурдес М., Беатрис З. Р., Элизабет М. Дж., Сезар Б. Х., Хуан де ла Крус К. Л. и др. Транспортировка тяжелой и сверхтяжелой нефти по трубопроводам: обзор // Журнал нефтяной науки и техники. 2011 г.; (75). 274–282.
6. Эскин Д., Ратулосовски Дж., Акбарзаде К., Пан С. Моделирование отложения асфальтенов в турбулентных трубопроводных потоках // Канадский журнал химической инженерии. 2011 г.; (89). 421–441.
7. Александрова Е. А., Александров Б. Л., Хадисова Ж. Т., Махмудова Л. Ш., Ахмадов Х. Х. Влияние поверхностно-активных веществ на температуры кристаллизации и затвердевания парафинов в различных типах растворителей // Химия и технология топлив и масел. 2022; (4). 58–64.

INVESTIGATION OF SULFATE-REDUCING BACTERIA IN PRODUCED WATER FROM THE “NEFT DASLARI” OGED WELLS

E. F. SULTANOV^{1, 2}, N. F. SULTANOVA¹

¹ *Azerbaijan State Oil and Industry University,
Baku, Azerbaijan*

² *OilGasScientificResearchProject Institute of SOCAR,
Baku, Azerbaijan*

Sulfate-reducing bacteria (SRB) are recognized as key contributors to microbiologically influenced corrosion (MIC), a major challenge in oil and gas industries. These anaerobic microorganisms are capable of reducing sulfate ions (SO_4^{2-}) to hydrogen sulfide (H_2S), thereby accelerating electrochemical corrosion processes on metallic surfaces. Moreover, SRB activity promotes biofilm formation, which further enhances the persistence and severity of corrosion. A wide range of substrates can serve as electron donors in their metabolism, including molecular hydrogen (H_2), lactate, acetate, pyruvate, malate, ethanol, propanol, and butanol. Some SRB species, such as those from the genera *Desulfovibrio* and *Desulfobacterium*, are also capable of utilizing nitrate as an alternative terminal electron acceptor. In this study, the presence of sulfate-reducing bacteria were investigated in produced water samples collected from the production wells of the “Neft Daslari” Oil and Gas Extraction Department. Microbiological analyses were carried out using selective culture media appropriate for each microbial group. The enumeration of sulfate-reducing bacteria was performed following the NACE TMO194-2014 standard protocol of Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems. For each sample, 1 mL of formation water was aseptically transferred into a sterile glass vial containing 9 mL of Postgate’s medium. The mixture was homogenized for 5 minutes to obtain the first serial dilution. Further serial dilutions were prepared at ratios of 1:100, 1:10,000, and higher, as required. All inoculated samples were incubated anaerobically at 32 °C for 15 days. Media was autoclaved at 121 °C for 20 min. The presence of SRB was determined based on visible changes in the medium, such as blackening due to the formation of iron sulfide precipitates. Microbiological analyses of the produced waters revealed detectable populations of sulfate-reducing bacteria, with cell densities ranging from 10^4 to 10^6 cells/mL, depending on the sampling location. Chemical characterization of the produced waters suggested favorable conditions for SRB proliferation, including high salinity, sulfate availability, and reducing redox potential. The sulfide production by SRB was monitored over a 7-day incubation period to evaluate the time course of SRB metabolic activity in the Postgate (B) medium. This medium is specifically designed to promote SRB growth and activity due to its balanced nutrient composition and the presence of sulfate as the terminal electron acceptor. The experiment was conducted in triplicate using sterile 250 mL serum bottles containing 100 mL of Postgate (B) medium inoculated with the SRB culture under anaerobic conditions. The cultures were incubated at 32 ± 2 °C for 7 days. At 24-hour intervals, samples were aseptically withdrawn to quantify the produced sulfide, reflecting the metabolic reduction of sulfate. The sulfide concentration was determined iodometrically following the standard procedure of the American Public Health Association (APHA, 1989). In this method, sulfide ions react stoichiometrically with iodine in an acidic medium, allowing quantitative determination of sulfide through titration. Briefly, a measured aliquot of the culture supernatant was acidified with 6 N HCl to release dissolved sulfide as H_2S gas, which was immediately trapped and titrated with 0.025 N iodine solution using starch as an indicator. The end point was observed as a color change from colorless to pale blue, indicating the complete oxidation of sulfide. The measured sulfide concentrations (mg L^{-1}) were plotted as a function

of incubation time (days), showing a gradual increase in sulfide accumulation corresponding to enhanced SRB activity. Maximum sulfide production was observed on the 7th day, reaching approximately 400 mg L⁻¹, indicating the active reduction of sulfate to sulfide under favorable anaerobic conditions. The obtained results contribute to understanding their ecology and metabolic potential and will facilitate the development of targeted biocorrosion mitigation strategies, thereby enhancing the safety, efficiency, and environmental sustainability of petroleum extraction activities.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Е. В. СЕМИТКИНА, М. В. ТЕРЕНТЬЕВА, В. Е. КРИВОВ

*Ухтинский государственный технический университет,
Ухта, Россия*

Накопленный опыт работы с северными газопроводами показывает, что тепловое взаимодействие между газопроводами и мерзлыми грунтами может приводить к нарушению равновесия в системе «мерзлый грунт – газопровод». Это, в свою очередь, вызывает значительные изменения в ландшафте, что может привести к смещению проектного положения газопроводов, их деформациям и, как следствие, аварийным ситуациям.

Для предотвращения негативных последствий необходимо учитывать множество факторов, включая термодинамические характеристики грунтов, механические свойства материалов, а также климатические изменения. Одним из подходов к изучению данной проблемы является использование средств компьютерного моделирования для определения влияния газопровода, околотрубной зоны на многолетнемерзлые грунты, чтобы далее разработать мероприятия по прогнозированию срока безопасной работы.

Для оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) сооружений, устройств и трубопроводов существует ряд программных продуктов, в которых реализован метод конечных элементов (МКЭ).

В статье выполнен расчет НДС участка газопровода при воздействии на него сил морозного пучения. Для рассмотрения данной проблемы было выполнено компьютерное моделирование участка магистрального газопровода в неустойчивых грунтах с помощью программной системы конечно-элементного анализа в программном комплексе «ANSYS».

Существенное влияние на проектное НДС трубопровода могут оказывать геокриологические процессы [1]. В данном случае на участок МГ будет воздействовать силы морозного пучения. При этом дополнительные осевые напряжения возникают только при неравномерном распределении пучении грунтов по трассе МГ. То есть выполнение данного условия возможно лишь при схеме: непучинистый грунт – отрезок пучения – непучинистый грунт. Согласно данной схеме, данный отрезок получается защемленным с обеих сторон непучинистыми грунтами из-за этого в трубе возникает дополнительные осевые напряжения.

Для исследования напряжений, возникающих при пучении грунта, в ПК «ANSYS» был смоделирован участок МГ.

Напряженно-деформированное состояние газопровода с участком пучения протяженностью 20 м изображено на рис. 1.

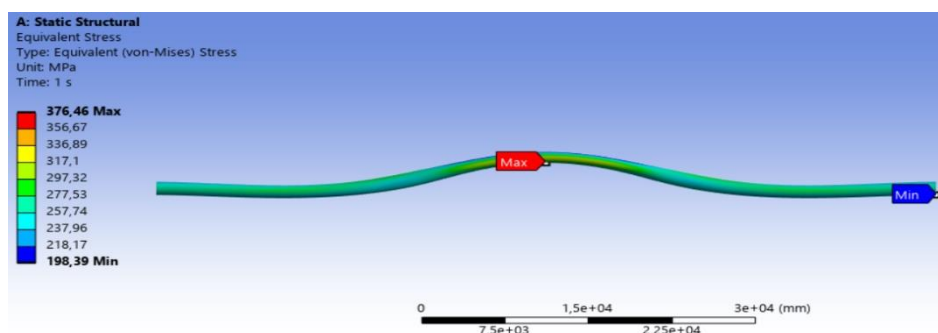


Рисунок 1. – Распределение эквивалентных напряжений участка газопровода

Как видно из рис. 1 максимальные напряжения возникают в местах защемления и в верхней точке изгиба на нижней образующей трубы. При этом при пучении участка значения возникающих напряжений не превышают предел текучести материала. Дальнейшая эксплуатация данного газопровода возможна. Перемещения, возникающие при пучении отображены на рис. 2.

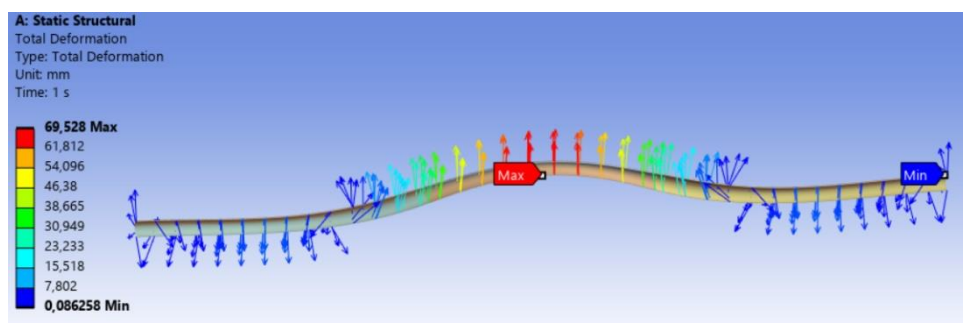


Рисунок 2. – Распределение полных деформаций и вектора перемещений газопровода

На рис. 3 для более детального показа продемонстрированы нормальные напряжения в разрезе газопровода, а также коэффициент надежности.

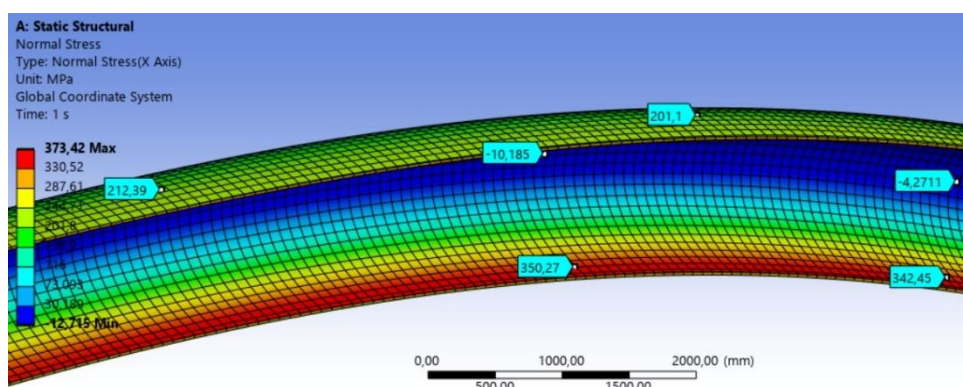


Рисунок 3. – Распределение нормальных напряжений в разрезе газопровода

В заключении по работе можно сделать следующие выводы:

Получено и проанализировано напряженно-деформируемое состояние магистрального газопровода, на который действуют равномерно распределенные силы морозного пучения.

По мере увеличения длины отрезка пучения, при схеме непучинистый грунт – отрезок пучения – непучинистый грунт, требуется меньшее давление со стороны пучения для того, чтобы создать опасные напряжения.

Особое внимание стоит уделить местам пересечения грунтов (непучинистый грунт – участок пучения – непучинистый грунт), на котором возникают опасные напряжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горковенко А. И. Влияние некоторых закономерностей морозного пучения грунтов на высотное положение подземного трубопровода и его напряженно-деформированное состояние / Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2006. – № 1. – С. 9.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО ПОДХОДА ДЛЯ ЗАПАСОВКИ СОД В МОБИЛЬНЫЕ И ВРЕМЕННЫЕ КАМЕРЫ ПУСКА

Д. А. ЩЕГОЛЕВ

Научный руководитель: д-р техн. наук, проф. И. А. ШАММАЗОВ

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

Для повышения срока эксплуатации магистрального трубопровода и проектных показателей перекачки углеводородов необходимо использовать внутритрубные очистные и диагностические устройства, которые вводят в трубопровод через стационарные камеры запуска (КЗ), представляющие собой два соединенных цилиндра, диаметр одного из которых превышает диаметр самого трубопровода. Перемещение СОД в такие камеры чаще всего осуществляется втягиванием с помощью троса и лебедки. Не всегда имеется возможность запасовки внутритрубных устройств через подобные КЗ – в случае их отсутствия, завершения строительства и ремонта трубопровода, а также очистки лупингов и отводов малой протяженности могут использоваться временные [1; 2] или мобильные камеры пуска [3], отличающиеся возможностью транспортировки при помощи автомобильной техники и малыми затратами времени на монтаж.

Способы введения СОД в трубопровод как на передвижных, так и стационарных КЗ СОД могут быть следующими:

- при помощи подручных средств, что не требует больших затрат, но не является технологичным решением, а также несет риск повреждения СОД;
- упомянутым выше втягиванием тросами, что относительно долго и трудозатратно, вместе с чем имеется вероятность обрыва тросов и получения травм персоналом линейной аварийно-эксплуатационной службы [4];
- при помощи автоматизированных толкателей, что безопасно и для внутритрубного снаряда, и для людей [4], но само оборудование имеет высокую стоимость.

Представляется возможным оснащение мобильного комплекса по пуску снарядов наклонной к горизонту камерой запуска, что является сбалансированным решением по сравнению с представленными вариантами. Его отличают простота конструкции и низкие трудозатраты, поскольку СОД в таком случае перемещается в КЗ исключительно за счет действия силы тяжести [5]. Ввиду отсутствия подобных разработок, для осуществления процесса запасовки предлагается оснащать мобильные или временные наклонные КЗ подвижным лотком, перемещаемым с помощью лебедки в соосное положение с камерой для запуска и имеющим ограничители для предотвращения преждевременного движения СОД.

ЛИТЕРАТУРА

1. Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования: ОТТ-75.180.00-КТН-370-09: вступил в действие с 2009 г.: ПАО "Транснефть", 2009 г. – 74 с.
2. Временная камера запуска средств очистки и диагностики трубопроводов: полез. модель RU 52461 / В. А. Васильев, Н. Н. Комисарова. – Опубл. 27.03.2006.
3. Абрамов, В. С. Применение мобильных решений для очистки внутренней полости трубопроводов / В. С. Абрамов, В. А. Юдаков // Нефтяная провинция. – 2021. – № 1(25). – С. 182–188.
4. Хасанов, И. И. Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики / И. И. Хасанов, Д. А. Шаммазов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 5-6. – С. 13–16.

5. Нелис, Л. И. Модернизация КПП СОД, исключая использование запасочных патрубков и тросов / Л. И. Нелис, С. Н. Суровикин, К. В. Чикина // Инновационные научные исследования: теория, методология, практика : сборник статей XI Международной научно-практической конференции: в 2 ч., Пенза, 10 ноября 2017 года. Том Часть 1. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2017. – С. 107–110.

ЗАВИСИМОСТЬ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА ОТ ОБЪЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СМЕСИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

А. Н. ВОРОНИН, А. Д. КОНДРАТЮК, канд. экон. наук, доц. С. В. БОСЛОВЯК

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь*

Сущность последовательной перекачки прямым контактированием состоит в том, что разнотипные нефтепродукты, объединенные в отдельные партии по несколько тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачивают в трубопровод последовательно и транспортируют так до самого потребителя. При этом каждая партия вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей [1].

При последовательной перекачке нефтепродуктов прямым контактированием в местах контакта партий различных марок образуется смесь исходных нефтепродуктов. Причиной смесеобразования является неравномерное вытеснение одной жидкости другой. Скорость частиц жидкости на оси трубопровода больше, чем у его стенок, поэтому клин позади идущей жидкости внедряется в жидкость, идущую впереди, а процессы турбулентного перемешивания размешивают вытесняющий нефтепродукт по сечению трубопровода. Такая особенность объясняется физическими процессами, сопровождающими вытеснение одной жидкости другой, и не может быть полностью устранена.

Для уменьшения смесеобразования при транспортировке нефтепродуктов методом последовательной перекачки прямым контактированием необходимо вести ее с максимально высокими скоростями в условиях развитого турбулентного режима при числе Рейнольдса, равным значению 25000 и выше. В таких режимах распределение скоростей жидкости в сечении трубопровода происходит более равномерно, полнота вытеснения одним нефтепродуктом другого увеличивается, а количество образующейся смеси уменьшается. С целью уменьшения смесеобразования рекомендуется устанавливать режим перекачки нефтепродуктов со скоростью потока не менее 0,75 м/с [2].

При эксплуатации нефтепродуктопровода может возникать необходимость снижения маршрутных объемов партий, транспортируемых по одному трубопроводу методом последовательной перекачки в связи с изменением спроса на поставку нефтепродуктов на конечном пункте. В таком случае режим транспортирования претерпит изменение, при котором скорость движения партий нефтепродуктов будет находиться ниже значения, рекомендованного техническими нормативными правовыми актами для минимизации объема технологической смеси. Это изменение вызовет увеличение объема технологической смеси в зоне контакта партий нефтепродуктов, что может создать условия для невозможности раскладки всего объема технологической смеси по резервуарам на конечном пункте.

Оператор магистрального нефтепродуктопровода в условиях необходимости транспортирования партий нефтепродуктов ниже рекомендуемых скоростей перекачки может быть заинтересован в нахождении оптимального экономического баланса между объемом технологической смеси и мощностью, потребляемой магистральным насосом. Для нахождения такого баланса необходимо построить графическую зависимость мощности, потребляемой магистральным насосом, от объема технологической смеси. Поскольку не существует готового математического выражения, обобщающего зависимость потребляемой мощности от количества технологической смеси, то с целью удобства реализации получение такой графической

зависимости предлагается выполнить последовательно в три этапа, используя скорость транспортирования партий нефтепродуктов в качестве промежуточного параметра.

На первом этапе следует произвести расчет с определением зависимости объема технологической смеси от скорости движения нефтепродукта, что позволит оператору магистрального нефтепродуктопровода оценить возможность раскладки технологической смеси по резервуарам на конечном пункте в соответствии с существующим объемом резервуарного парка. На втором этапе необходимо выполнить расчет с определением зависимости мощности, потребляемой насосным агрегатом, от скорости движения нефтепродукта, что для оператора магистрального нефтепродуктопровода создаст условия для оценки финансовых затрат в связи с изменениями производительности трубопровода. На третьем этапе необходимо взять данные образуемых объемов смесей и соответствующих им потребляемых мощностей и построить график зависимости потребляемой мощности насосного агрегата от объема технологической смеси.

При уменьшении объемов перекачки ниже проектных номинальных значений коэффициент полезного действия магистральных насосов снижается. В настоящее время в практике эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов с целью избегания снижения коэффициента полезного действия насосов при изменении режима перекачки нашло применение использование частотно-регулируемого привода. Применение частотного преобразователя для регулирования частоты вращения роторов магистральных насосов имеет ряд существенных преимуществ. При регулировании объема перекачки снижением частоты вращения, то максимальные значения коэффициента полезного действия смещаются в область меньших подач. Это свойство коэффициента полезного действия насосов позволяет сохранить высокий коэффициент полезного действия насосов и электродвигателей в широком диапазоне режимов перекачки. При этом снижаются потери мощности и электроэнергии в магистральном нефтепродуктопроводе и электродвигателях, повышается эквивалентный коэффициент полезного действия перекачки и снижаются удельные затраты электроэнергии как по сравнению с методом подбора числа насосов, так и с методом циклической перекачки [3].

Уменьшение производительности нефтепродуктопровода приводит к увеличению технологической смеси и снижению мощности, потребляемой магистральным насосным агрегатом, и, соответственно, снижению затрат за электроэнергию. оптимального экономического баланса между объемом технологической смеси и мощностью, потребляемой магистральным насосом. Таким образом, определение графической зависимости потребляемой мощности насосного агрегата от количества технологической смеси, реализуемой в три этапа, позволяет выбрать оптимальный экономический баланс между объемом технологической смеси с возможностью раскладки на конечном пункте и мощностью, потребляемой магистральным насосом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С. П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. Учебно-практическое пособие по вопросам теории и расчета // под общ.ред. проф. М. В. Лурье. – Москва: «Нефть и газ», 1999.
2. Стандарт организации. Инструкция по транспортированию нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам системы ОАО "АК "Транснефтепродукт" методом последовательной перекачки СО – 06 – 16 – АКТНП – 003 – 2004.
3. Шарнина Г. С., Щур С. В. Экономическая эффективность применения ЧРП для корректировки давления роторов магистральных насосов нефтеперекачивающих станций // Neftegaz.RU2022. – № 12.

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОФОБНЫХ ВНУТРЕННИХ ПОКРЫТИЙ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

А. Н. ВОРОНИН, Д. М. САРЕЛО

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой
Новополоцк, Беларусь*

Одним из основных технологических процессов энергетических систем нефтяного комплекса является транспорт углеводородного сырья по трубопроводным системам, на функционирование которых затрачивается большое количество электроэнергии. При работе трубопроводных систем важное значение имеет минимизация гидравлических потерь. Одним из перспективных направлений, повышающих транспортную способность трубопроводов, является применение гидрофобных покрытий с уменьшенной площадью смачиваемости поверхности.

Данные подходы основаны на использовании имеющихся в природе подобных явлений [1]. Механика процесса взаимодействия жидкости и гидрофобной поверхности заключается в том, что благодаря высокому поверхностному натяжению капли воды стремятся уменьшить поверхность, собираясь в сферическую форму. При контакте жидкости с поверхностью силы сцепления приводят к смачиванию поверхности. Степень смачивания зависит от структуры поверхности и от натяжения жидкости капли [2].

Гидрофобизации при использовании во внутренних поверхностях трубопроводов может достигаться путем модификации рельефа поверхности с последующей ее гидрофобизацией, в частности, посредством поверхностно активных веществ в транспортируемой жидкости либо с помощью гидрофобных химических соединений во внутреннем покрытии. Площадь контакта капли жидкости в обычном трубопроводе много больше площади контакта капли жидкости в трубопроводе с гидрофобным покрытием. Предположительно, свободная область под жидкостью предположительно заполняется газом, что способствует снижению гидравлического сопротивления.

Сопротивление трубопроводов с модифицированной гидрофобной поверхностью не может быть корректно рассчитано по формуле Дарси-Вейсбаха из-за изменения условий смачивания поверхности и структуры потока в пристенной зоне. Общепринятой характеристикой смачиваемости поверхности является угол смачивания θ между каплей и плоскостью поверхности. Однако для поверхности трубопроводов более важную роль играют угол скатывания α и эквивалентная шероховатость k_z , характеризующие гидравлические свойства поверхности. При постоянных параметрах d , l , ρ гидравлическое сопротивление определяется значением коэффициента λ , который является функцией характеристик смачивания, т.е. $\lambda = f(\theta, \alpha, k_z)$ [1]. В связи с этим большой интерес представляет установление зависимости снижения гидравлического сопротивления от состояния смачивания поверхности, в частности, на основе результатов экспериментальных физических исследований или компьютерного моделирования.

Преимущества применения гидрофобных покрытий было экспериментально подтверждено в ряде научных исследований. Так, исследование, проведенное на насосном оборудовании [2–4], показало, что модифицированное покрытие оказало положительное влияние на гидродинамическое воздействие элементов проточной части центробежных насосов и отдельные виды потерь в центробежных насосах. За счёт гидрофобизации элементов проточной части центробежных насосов было отмечено снижение вибрации на 25–30%, акустического шума на 10–15%, износа механизмов в 2–5 раз, а также снижение потребляемой мощности в среднем на 7–10 Вт

на 1 м³ перекачиваемой жидкости. Представляется целесообразным данный подход также применить на насосном оборудовании магистрального трубопроводного транспорта.

Возможность применения гидрофобных покрытий в сетях водоснабжения была предложена в работе [5, 6]. Модификация внутренней поверхности трубопровода осуществлялась путем введения поверхностно активных веществ с формированием молекулярных слоев. В результате экспериментов на лабораторном стенде были получены оптимальные значения снижения гидравлического сопротивления для трубопровода Ду50 длиной $l=4$ м при угле смачивания $\theta=141^\circ$ и угле скатывания $\alpha=32^\circ$. При увеличении внутреннего диаметра трубопровода величина максимального снижения гидравлического сопротивления уменьшается, для Ду50 оно максимально составило приблизительно 30% в зависимости от скорости потока.

Важной особенностью является выбор определенного гидрофобного материала для каждой конкретной задачи. Материалами для гидрофобного покрытия являются фтортеломеры такие как тетрафторэтилен, фтортеломер сульфоната, фтортеломер акрилата, метилакрилат. Они обладают такими свойствами как термостойкость, низкое поверхностное натяжение, химическая стойкость, отталкивает воду и жир. Например, коэффициент трения тефлона в 4 раза меньше коэффициента трения стали [6]. Задача по выбору материала для внутренних поверхностей магистрального трубопровода может зависеть от физико-химических характеристик перекачиваемой жидкости и нуждается в дальнейшем исследовании.

При анализе работ, касающихся применения метода модификации поверхностей с помощью нанесения гидрофобных покрытий и создания микро- и наноразмерных структур, можно сделать вывод об эффективности данного метода в отрасли трубопроводного транспорта и нефтедобычи. Для внедрения гидрофобизации в масштабное использование нужно произвести дополнительные исследования с помощью компьютерного моделирования и произвести дополнительные расчёты по уточнению коэффициента гидравлического сопротивления, который оказывает влияние на гидравлическое сопротивление трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Расчёт трубопроводных систем с учётом степени гидрофобности внутренних поверхностей / М. А. Морозов [и др.] // Трубопроводный транспорт нефти. – 2016. – № 4. – 131–134 с.
2. Повышение ресурса динамического оборудования путём модификации поверхностей фторосодержащими поверхностно-активных веществ / К. А. Путиев, А. А. Случаев // Вестник арматурщика. – 2015. – № 8. – 42–48 с.
3. О возможности снижения гидравлического сопротивления трубопроводов систем теплоснабжения / В. А. Рыженков, А. С. Седлов, А. В. Рыженков // Энергосбережение и водоподготовка. – 2007. – № 5. – 22–26 с.
4. Морозов М. А. Расчётно-экспериментальные исследования гидравлических характеристик трубопроводов систем теплоснабжения с учётом степени гидрофобности функциональных поверхностей: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.04 / М. А. Морозов. – Москва, 2016. – 134 с.
5. Волошин В. В. Использование политетрафторэтилена для уменьшения гидравлического сопротивления проточной части погружных насосов // Доклады III Международной Научно-Технической Конференции "Механика жидкости и газа", 7–9 декабря 2004г., Донецк [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://masters.donntu.ru/2005/fema/voloshin/lib/stat1.htm?ysclid=mhg0g72lru539670482>. – Дата доступа: 04.11.2025.

**ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ РИСКА ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
ПРИ НИЗКОЙ ЗАГРУЗКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УЧАСТКОВ**

**канд. техн. наук, доц. А. Г. КУЛЬБЕЙ, А. Н. ЯНУШОНОК,
А. Н. ВОРОНИН, В. В. БЕРДАШКЕВИЧ**

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь*

Эксплуатация магистральных нефтепроводов в условиях низкой производительности сопровождается повышением вероятности выпадения водных скоплений в пониженных участках профиля трассы [1]. Накопление воды в нижней части труб приводит к локальной коррозии, изменению качества перекачиваемой нефти и росту эксплуатационных затрат.

Цель исследования заключалась в разработке практических рекомендаций по организации транспортировки нефти при низкой загрузке технологических участков, направленных на снижение риска возникновения внутренней коррозии и сохранение качественных характеристик транспортируемой нефти [2].

В работе рассмотрены технологические, физико-химические и организационные факторы, влияющие на образование водных отложений. Показано, что при снижении расхода нефти ниже минимально-выносной скорости происходит разрушение водонефтяной эмульсии, разделение фаз и осаждение воды на нижней образующей трубопровода [3]. На основании анализа диагностических данных за длительный период установлено, что наиболее интенсивная коррозия наблюдается именно в зонах локальных понижений, где формируются устойчивые водные скопления.

Исследование включало расчёт минимально-выносной скорости перекачки для ряда действующих магистральных нефтепроводов. Определено, что при скорости потока нефти ниже 0,9–1,1 м/с начинается процесс накопления водных отложений, создающий условия для коррозии. Результаты расчётов подтверждены сопоставлением с данными внутритрубной диагностики [4].

Для предотвращения накопления водной фазы предложен комплекс технологических мероприятий, включающий:

- поддержание режима перекачки выше минимально-выносной скорости;
- периодический пропуск внутритрубных очистных устройств (в том числе гелевых);
- организацию отстоя и удаления воды на участках трассы с отрицательными уклонами;
- использование ингибиторов коррозии и эмульгаторов, стабилизирующих водонефтяную смесь;
- временную консервацию слабо загруженных ниток с последующим опорожнением [5].

Комплексная оценка показала, что применение комбинированных технологических и организационных решений позволяет снизить интенсивность внутренней коррозии трубопроводов до 3–5 раз. При этом сохраняются качественные характеристики транспортируемой нефти, уменьшается риск гидроэрозионных повреждений и увеличивается междиagnostический период эксплуатации.

Предложенные рекомендации могут быть использованы при разработке планов технического обслуживания и повышении надёжности действующих магистральных нефтепроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартиформ, 2020. – 21 с.
2. Чарный И. А. Гидравлика. – М.: Недра, 1988. – 432 с.
3. Лурье М. В. Гидравлика трубопроводного транспорта. – Л.: Недра, 1989. – 368 с.
4. Пономарёв В. А., Глущенко В. П. Предупреждение коррозии нефтепроводов. – М.: Химия, 2004. – 216 с.
5. СН 1.02.09-2019. Инженерные изыскания для строительства. – Минск: Минстройархитектуры, 2020. – 58 с.

Секция 4

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 628.16

ОПЫТ РАБОТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОБЪЁМА НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПОПАВШИХ В ВОДНЫЙ ОБЪЕКТ, С УЧЁТОМ КОНЦЕНТРАЦИИ ЗАГРЯЗНИТЕЛЯ

В. В. БЕРДАШКЕВИЧ, канд. техн. наук, доц. А. Г. КУЛЬБЕЙ

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь*

Загрязнение водных объектов нефтепродуктами приводит к ухудшению качества воды, нарушению водных экосистем и формированию устойчивых водонефтяных эмульсий. В практике экологического нормирования используются концентрации нефтепродуктов как основной параметр, но не всегда имеется информация о фактическом количестве загрязняющего вещества. В таких условиях важен расчётный подход, позволяющий определить массу нефтепродуктов по данным замеров концентрации и характеристикам загрязнённой акватории.

В работе использованы требования к глубине отбора проб, установленные нормативными документами [1–3]. Пробы воды из поверхностного слоя водных объектов следует отбирать на глубине не менее 30 см от поверхности. Это значение принято при расчёте объёма воды, подвергшейся загрязнению. Объём определяется произведением площади загрязнения на глубину отбора проб, что обеспечивает унифицированный подход в условиях отсутствия данных о гидрологии рассматриваемого водного объекта.

Определение массы нефтепродуктов выполнялось с использованием зависимости между массовой концентрацией и объёмом водной фазы [4, 5]. Показано, что даже при малых концентрациях загрязнения увеличение площади загрязнения или глубины активного слоя приводит к существенному росту массы нефтепродукта. Это особенно важно при локальных разливах, визуально не характеризующихся как аварийные, но формирующих превышение нормативов качества воды.

Расчётный подход позволяет:

- 1) количественно оценить превышение фоновой концентрации;
- 2) определить фактический объём загрязнителя при отсутствии данных о величине разлива;
- 3) обосновывать мероприятия по локализации и очистке;
- 4) использовать значения концентрации как оперативную характеристику риска.

Практическая значимость заключается в возможностях применения методики в работе аварийно-спасательных служб, природоохранных организаций и лабораторий аналитического контроля. Метод легко масштабируется, не требует сложного оборудования и основан на доступных для мониторинга параметрах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вода. Общие требования к отбору проб : ГОСТ 31861-2012. – Введ. 2015-02-01. – М. : Госстандарт, 2014. – 32 с.

2. Вода. Общие требования к отбору проб : СТБ ГОСТ Р 51592-2001. – Введ. 2002-11-01. – Минск : Госстандарт, 2001. – 42 с.
3. Качество воды. Отбор проб. Часть 4. Руководство по отбору проб из озёр и иных водоёмов : СТБ ISO 5667-4-2021. – Введ. 2022-05-01. – Минск : Госстандарт, 2021.
4. Крапивкина М.Д. Физика в формулах и определениях для учащихся. – Мариуполь : ПГТУ, 2005. – 46 с.
5. Яворский Б.М., Пинский А.А. Основы физики. Т. 1. 5-е изд. – М. : Физматлит, 2003. – 576 с.

ОПЫТ РАБОТЫ ПО ОЦЕНКЕ ВЕЛИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ АВАРИЙНЫХ УТЕЧКАХ ТОПЛИВА

В. В. БЕРДАШКЕВИЧ, канд. техн. наук, доц. А. Г. КУЛЬБЕЙ

*Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь*

Аварийные утечки горюче-смазочных материалов представляют значительную угрозу для окружающей среды. При попадании в почву и водные объекты дизельное топливо приводит к деградации биоты и ухудшению качественных показателей водных ресурсов [1]. Для оценки масштаба таких воздействий использованы гидравлические расчёты, позволяющие установить зависимости между параметрами резервуара, размером повреждения и временем вытекания топлива [2].

В исследовании рассмотрены два практических случая утечек дизельного топлива из резервуаров различной конструкции. Первый случай характеризовался негерметичностью задвижки вертикального резервуара, второй – коррозионным отверстием в стенке горизонтального резервуара. Для каждого варианта выполнены расчёты эквивалентной площади отверстия, интенсивности вытекания и времени полной утечки топлива.

Установлено, что даже малые отверстия диаметром 6–10 мм приводят к значительным потерям вещества в короткий промежуток времени. Так, утечка 2,9 т топлива через отверстие диаметром 6 мм происходит в течение 8 ч, а через отверстие 15 мм – за 1 ч 18 мин. При негерметичности задвижки эквивалентная площадь повреждения составила 7,33 мм², а масса потерь за 17 ч – около 1,8 т. Расчёты показали, что полное вытекание 14 т топлива из резервуара такого типа занимает около 5 суток [3].

Полученные зависимости позволяют оценивать возможные массы и временные характеристики утечек в зависимости от геометрических параметров резервуара и высоты столба жидкости [4]. Методика может быть использована для оперативной оценки экологических рисков, разработки мер по предотвращению аварийных ситуаций и повышению безопасности эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением [5].

Практическая значимость работы заключается в возможности применения полученных зависимостей при проектировании и эксплуатации резервуарных систем в соответствии с действующими техническими регламентами и нормативами [6]. Использование предложенного подхода повышает точность прогнозирования масштаба утечки и позволяет разрабатывать превентивные меры для снижения экологических последствий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтшуль А. Д., Киселёв П. Г. Гидравлика и аэродинамика : учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Стройиздат, 1975. – 323 с.
2. Ухин Б. В., Гусев А. А. Гидравлика : учебник. – М. : ИНФРА-М, 2010. – 432 с.
3. Демельханов М. Д., Оказова З. П., Чупанова И. М. Экологические последствия разливов нефти // Успехи современного естествознания. – 2015. – № 12. – С. 91–94.
4. Самкаева А. Ф. Коррозия нефтяных резервуаров и перспективные способы их защиты // Вестник магистратуры. – 2022. – № 6-1 (129). – С. 115–119.
5. О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением : ТР ТС 032/2013 : принят 02.07.2013 : вступ. в силу 01.02.2014 / Евраз. экон. комис. – Минск : Экономэнерго, 2013. – 38 с.
6. Здания и сооружения объектов нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Противопожарные нормы проектирования = Будинки і збудованні аб'єктаў нафтахімічнай і нафтаперапрацоўчай прамысловасці. Супрацьпажарныя нормы праектавання : ТКП 455-2012 (09100). – Введ. 01.04.13 (с отменой на территории РБ ВУПП-88). – Минск : Белнефтехим, 2013. – 38 с.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДА «АНАЛИЗ ОПАСНОСТИ И РАБОТОСПОСОБНОСТИ» НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

О. И. ДРОНЯЕВ

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

В международной практике на этапе проектирования для предупреждения аварий на объектах транспортирования, хранения и распределения газа, нефти, нефтепродуктов и других опасных производственных объектах используются различные методы анализа риска. Широкоприменяемые и современные методы анализа риска описаны в международном стандарте [1], а также в зарубежных практиках, к примеру публикации института инженеров-химиков в Великобритании (Institution of Chemical Engineers, IChemE) [2] и центра безопасности химических процессов в Америке (Center for Chemical Process Safety, CCPS) [3, 4]. Наиболее распространенные методы – это метод «Проверочного листа» (Check-List) и метод «Что будет, если...?» (What – If), метод «Идентификация опасностей технологического объекта» (HAZID – HAZard Identification), метод «Анализ вида и последствий отказов» и метод «Анализа вида, последствий и критичности отказа» (FMEA – Failure mode and effects analysis и FMECA – Failure Mode, Effects and Critical Analysis); метод «Анализ опасности и работоспособности» (HAZOP – HAZard and OPerability Study), метод «Анализ дерева отказов» (FTA – Fault Tree Analysis), метод «Анализ дерева событий» (ETA – Event Tree Analysis), метод «Анализ слоев защиты» (LOPA – Layers of Protection Analysis), метод «Выбор уровней полноты безопасности» (SIL – Safety Integrity Level), метод «галстук-бабочка» (Bow-Tie Analysis), Количественная оценка рисков (QRA – Quantitative Risk Assessment).

К примеру, в Российской Федерации применение методов анализа риска на стадии проектирования определяется требованиями промышленной безопасности [5]. Проектные решения, связанные с разработкой технологического процесса, разделением технологической схемы производства на отдельные технологические блоки, применением технологического оборудования, выбором противоаварийной автоматической защиты должны быть обоснованы с применением методов анализа риска, которые включают анализ опасностей технологических процессов. Стоит отметить, что хоть требования промышленной безопасности [5] и не устанавливают требований к применению конкретного метода в области анализа риска отмечено, что метод HAZOP в данном случае выбирают и используют чаще чем другие методы, а в [5, 6] указано, что метод является приоритетным специальным методом анализа риска аварий при идентификации опасностей технологических процессов. Распространенность и востребованность метода HAZOP на этапе проектирования опасных производственных объектов также подтверждается международными практиками [1–4].

Метод HAZOP применяется для тщательного систематического анализа опасностей технологического процесса на предмет того, могут ли отклонения от регламентных режимов привести к нежелательным последствиям. В ходе анализа с помощью рабочих материалов (таблиц и технологических схем) рассматривается каждый технологический узел или отдельная процедура по очереди на предмет потенциально опасных отклонений в технологическом процессе. По итогам проведенного анализа рабочая группа, состоящая из высококвалифицированных специалистов, основываясь на рабочем опыте и знаниях, экспертно разрабатывает рекомендации (дополнительные меры защиты), направленные на предупреждение возникновения отклонений или на смягчение последствий при их реализации [7].

Для ускорения и облегчения процесса подготовки рабочих материалов к собраниям метода HAZOP разработано три классификатора – 1) классификатор типового оборудования, который включает 66 индивидуальных типов оборудования и позволяет провести классификацию, обобщение и унификацию оборудования на основе выявления общих конструктивных, технологических, эксплуатационных и функциональных признаков (к примеру, тип оборудования – сепаратор); 2) классификатор отклонений для типового оборудования, который включает 28 уникальных отклонений для 66 типов оборудования и позволяет идентифицировать перечень отклонений от регламентных режимов (к примеру, уровень газового конденсата в сепараторе природного газа выше регламентных значений); 3) классификатор типовых причин реализации отклонений, который содержит 230 уникальных причин для 28 типов отклонений и позволяет идентифицировать перечень причин реализации отклонений (к примеру, уровень газового конденсата в сепараторе природного газа может быть выше вследствие ошибки оператора дистанционного пульта управления, отказа контура управления автоматизированной системы управления технологическими процессами и т.д.).

ЛИТЕРАТУРА

1. IEC 61511-3:2016 ED2. Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector – Part 3: Guidance for the determination of the required safety integrity levels.
2. F. Crawley, A Guide to Hazard Identification Methods, Second edition, Elsevier, 2020, ISBN: 978-0-12-819543-7.
3. Center for Chemical Process Safety, Process Safety for Engineers An Introduction, 2022, ISBN: 9781119830986.
4. Center for Chemical Process Safety, Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, 3rd Edition, 2008, ISBN 978-0-471-97815-2.
5. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утверждённые приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 533.
6. Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».
7. О. И. Дроняев, В. Ф. Мартынюк. О применении метода «Анализ опасности и работоспособности» при анализе риска аварий на производственных объектах // Безопасность жизнедеятельности, 2023 № 11, С. 41–47.

МОДИФИЦИРОВАННЫЕ УЛЬТРАВОЛОКНИСТЫЕ НЕТКАНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИКЛАТИДА В КАЧЕСТВЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ЛАРН

Н. О. АЛЕШИН, В. А. КОЧЕТКОВА

Научный руководитель: д-р техн. наук, проф. Р. З. САФИЕВА

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

Москва, Россия

Современное развитие нефтегазового комплекса сопровождается увеличением рисков техногенного загрязнения, в том числе аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на суше и водной поверхности. В связи с этим особую актуальность приобретают разработки эффективных, экономически доступных и экологически безопасных сорбционных материалов. В последние годы растёт интерес к созданию биоразлагаемых полимерных сорбентов на основе полилактида (ПЛА) – биополимера из возобновляемого сырья, сочетающего биосовместимость, химическую устойчивость и возможность промышленной переработки [1].

В работе представлены результаты разработки и исследования нетканых материалов на основе ПЛА, полученных методом электроформования и модифицированных фуллереновой чернью (ФЧ), предназначенных для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Использование ФЧ, являющейся побочным продуктом производства фуллеренов [2], направлено на повышение липофильности, механической стойкости и термической стабильности ПЛА-композитов, а также на оптимизацию их морфологии: уменьшению диаметра волокон, увеличению удельной поверхности и пористости, формированию пространственно-переплетённой структуры, способствующей капиллярной сорбции углеводородов.

Применение ФЧ как функционального модификатора не только повышает эксплуатационные свойства материалов, но и соответствует принципам устойчивого развития и низкоуглеродных технологий. В отличие от традиционных полипропиленовых сорбентов, композиты на основе ПЛА являются биоразлагаемыми и не требуют энергоёмкой утилизации. После окончания жизненного цикла материал может быть подвергнут компостированию или контролируемому биodeградационному разложению без образования токсичных отходов.

Испытания сорбционных свойств показали, что модифицированные материалы демонстрируют нефтеёмкость 80–95 г/г для дизельной фракции и 75–90 г/г для нефти при нормальных и пониженных температурах, что соответствует категории «высокоэффективных» по классификации ASTM F726-17(2024). Материалы сохраняют механическую целостность после более чем 10 циклов регенерации, с сохранением сорбционной ёмкостью до 98%, плавают на поверхности воды более 15 суток.

С технологической точки зрения, процесс электроформования фуллереномодифицированных ПЛА-композитов совместим с существующими производственными линиями для полимерных волокон и может быть масштабирован с минимальными изменениями оборудования. Перспективы дальнейших исследований включают оценку биоразложения композитов в морской и почвенной среде, определение параметров выщелачивания и разработку многослойных структур с комбинированными сорбционными и фильтрационными свойствами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кочеткова В. А., Сафиева Р. З., Рошин Е. А., Кравченко М. Н., Ольхов А. А. Перспективы применения материалов на основе биополимера полилактида в нефтегазовой отрасли // Труды российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, 2 (319), 2025, 164–179.
2. Куш С. Д., Куюнко Н. С. Фуллереновая чернь: строения, свойства и возможные применения // Журнал общей химии, 2011. Т. 81. Вып. 2, 245–253.

ОПЫТ РАБОТЫ ПО ВЫБОРУ МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ РУБЕЖА ДЛЯ СБОРА НЕФТИ ПРИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ НЕФТЕПРОВОДОВ

канд. техн. наук, доц. А. Г. КУЛЬБЕЙ¹, В. В. БЕРДАШКЕВИЧ¹, Н. М. РОГОВ²

¹ Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
Новополоцк, Беларусь

² ООО «Белпромизоляция»,
Новополоцк, Беларусь

Аварийные ситуации на магистральных нефтепроводах, пересекающих водные объекты, представляют собой значительный экологический риск. При разгерметизации подводных переходов нефть попадает в русло реки, быстро распространяясь по течению и образуя тонкую пленку, снижающую газообмен и нарушающую работу водных экосистем [1]. Для предотвращения загрязнения прибрежных территорий и минимизации последствий аварий на таких участках требуется заранее определить места возможной установки рубежей локализации и сбора нефти.

Целью работы являлось обоснование месторасположения стационарного рубежа сбора нефти при возможной аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода через реку Сож. Исследование включало анализ гидрологических условий, определение зон возможного распространения нефтяного пятна и выбор площадки, обеспечивающей эффективную локализацию загрязнения [2].

На первом этапе проведена оценка скорости движения нефтяного пятна по течению реки. Расчёты выполнялись по нормативным методикам с учётом скорости потока в паводковый и меженьный периоды, а также времени реагирования аварийно-восстановительных подразделений. Для расчёта времени прибытия аварийных служб учитывалось время сбора персонала, движения по маршрутам различного типа и развёртывания оборудования [3]. Сопоставление времени подхода нефтяного пятна и готовности аварийной службы позволило определить минимальную протяжённость потенциальной зоны загрязнения.

В результате моделирования установлено, что при максимальной скорости течения и среднем времени реагирования аварийных служб порядка 6–7 часов нефтяное пятно может распространиться на расстояние около 38 км от места аварии. Это значение принято в качестве минимального расстояния для расположения рубежа сбора нефти.

Далее проведён анализ русла реки Сож и прилегающих территорий по спутниковым и картографическим материалам. По результатам анализа выбрано 12 потенциальных участков, удовлетворяющих гидрологическим и транспортным условиям [3]. Критериями выбора служили доступность подъездных путей, устойчивость берегов, отсутствие заболоченных участков и возможность установки боновых заграждений.

Полевое обследование позволило уточнить пригодность площадок и исключить участки с ограниченным подъездом, избыточной затопляемостью или высоким риском подмыва берегов. В итоге оптимальным признан участок вблизи д. Мирогощь, расположенный на расстоянии около 43 км от подводного перехода. Он характеризуется удобным расположением относительно дорожной сети, устойчивыми грунтами и отсутствием угрозы затопления в паводковый период [4].

Проведён анализ морфометрических параметров русла, направлений течения, уклонов берегов и глубин на выбранном участке. Показано, что природные особенности русла способствуют устойчивому удержанию нефтяного пятна, а рельеф поймы обеспечивает возможность размещения техники и установки оборудования.

Расчётные параметры движения нефти подтверждают достаточный временной резерв для проведения работ по локализации. При паводковом расходе воды расчётное время подхода пятна составляет около 8 часов, а время готовности аварийных подразделений – 6 часов 48 минут, что обеспечивает возможность развертывания рубежа до подхода загрязнения [5].

Особое значение имеет расположение выбранного участка выше по течению биологического заказника «Чериковский», что позволяет предотвратить попадание нефтепродуктов в особо охраняемую природную территорию. Предлагаемый рубеж способен обеспечить локализацию нефтяного загрязнения и сбор продукта с минимальными потерями для экосистемы.

Разработанный подход к выбору месторасположения рубежей сбора нефти базируется на сочетании расчётных и аналитических методов с использованием данных гидрологического моделирования, спутникового анализа и рекогносцировки. Он может быть применён для проектирования систем экологической защиты подводных переходов нефтепроводов, а также при разработке планов предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТП 09100.20001.003-2014. Стационарные рубежи локализации и сбора нефти на реках. Правила размещения, обустройства и эксплуатации. – Минск, 2014. – 25 с.
2. Блакітная кніга Беларусі : Энцыкл. / Беларус. Энцыкл.; рэдкал.: Н. А. Дзісько і інш. – Мн. : БелЭн, 1994. – 415 с.
3. Заграждения боновые стационарные для локализации разлива нефти и нефтепродуктов : ГОСТ 34884-2022. – Минск : БелГИСС, 2022. – 27 с.
4. Инженерные изыскания для строительства : СН 1.02.09-2019. – Минск : Минстройархитектуры, 2020. – 58 с.
5. Инженерные изыскания для строительства. Условные обозначения для инженерно-топографических планов масштабов 1:1000, 1:500, 1:200 : ТКП 45-1.02-293-2015 (02250). – Минск : Минстройархитектуры, 2014. – 47 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ГАЗА И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СГОРАНИЯ

Г. А. АЛЕСКЕРОВ, Дж. С. РУСТАМЗАДЕ

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Баку, Азербайджан*

Синтетический природный газ (СПГ/ SNG) представляет собой смесь паров сжиженного углеводородного газа (СУГ) и воздуха, которая может использоваться в качестве замены природного газа. Система синтетического газа для потребителей газораспределительной сети выполняет ту же функцию, что и электрогенератор для абонентов электросети: обеспечивает энергией в случае планового или внепланового прекращения подачи.

Рост спроса на природный газ и уголь, а также их высокая стоимость в недавнем прошлом обусловили необходимость поиска альтернативного топлива – синтетического природного газа (СПГ/SNG). В газовой промышленности для обозначения этого типа топлива применяются различные термины. SNG (Synthetic Natural Gas) переводится как «синтетический природный газ». Его нельзя отождествлять с LNG (сжиженный природный газ – СПГ) и также путать с LPG/СУГ (сжиженный нефтяной/углеводородный газ), так как последний обозначает именно нефтяной газ, а не синтетический [1].

Системы получения синтетического газа применяются в широком спектре отраслей: от промышленного газоснабжения до резервных систем. Они отличаются высокой температурой сгорания и могут использоваться для поддержания баланса в газораспределительных сетях городов. В развивающихся газовых рынках синтетический газ часто используется в качестве переходного топлива до ввода магистрального природного газа, что позволяет заранее создать нагрузку для будущей инфраструктуры.

В мировом масштабе сжиженный природный газ (LNG) считается экологически более чистым топливом среди ископаемых ресурсов благодаря удобству транспортировки и более низким выбросам CO₂. Тем не менее, производство LNG является энерго- и капиталоемким процессом из-за значительных затрат на компримирование и охлаждение. Поэтому одной из ключевых задач отрасли остаётся повышение энергоэффективности технологических схем сжижения газа [2].

Целью данного исследования является оценка эффективности применения синтетического природного газа (СПГ/SNG) в качестве альтернативного топлива вместо природного газа, а также обоснование способов повышения его теплотехнических и эксплуатационных характеристик.

Анализ эксплуатационных данных и расчётов показал, что наиболее эффективной газозо-воздушной смесью для получения синтетического природного газа является состав, включающий 65% СУГ и 35% осушенного воздуха.

Заключение

1. Использование нового вида топлива, относящегося к «зелёной энергии», способствует снижению выбросов CO₂ в экосистеме.

2. Синтетический газ, являющийся новой альтернативой природному и сжиженному газу, подключается к городским газораспределительным сетям, обеспечивая бесперебойную подачу газа абонентам. Синтетический газ, подобно природному, транспортируется по трубопроводам, а также в виде сжиженного газа (LNG) в различных объёмах.

3. Наиболее рациональным из предложенных нами методов является получение смеси синтетического природного газа, состоящей из 65 % сжиженного газа и 35 % осушенного воздуха.

ЛИТЕРАТУРА

1. Katla D., Jurczyk M., Skorek-Osikowska A., & Uchman W. Analysis of the integrated system of electrolysis and methanation units for the production of synthetic natural gas (SNG). – Energy, 2021. – № 237.
2. İsmayilov A. M., & Cafarov T. V. Справочник работника газовой службы. – [Место изд-ва не указано]: [Издательство не указано], 2013.

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НЕФТИ

А. Б. НЕВЗОРОВА¹, В. В. НЕВЗОРОВ², СЮЭ Пэн¹

¹ Гомельский государственный технический университет им. П. О. Сухого,
Гомель, Беларусь

² Белорусский государственный университет транспорта,
Гомель, Беларусь

Современная практика управления экологическими рисками загрязнения окружающей среды при транспортировке нефти включает в себя систематический процесс ориентированный на разработку концепции адаптации к изменению климата технологических условий эксплуатации нефтепроводов и другого наземного оборудования. Одним из проявлений климатических изменений является увеличение во многих регионах изменчивости и экстремальности климата. Так, по данным Белгидромета, на территории Беларуси участились опасные явления погоды, а также инициированные ими техногенные чрезвычайные ситуации. По данным МЧС Республики Беларусь, в течение двух последних десятилетий, наиболее разрушительными были наводнения, лесные пожары и аномальная жара. Так, за период 1981–2020 гг. на сети станций гидрометеорологических наблюдений Беларуси было зарегистрировано 1027 опасных гидрометеорологических явлений (ОГЯ). Из них ущерб отраслям экономики и населению нанесли 528 явлений, или 58 % [1].

Поэтому цель работы связана с идентификацией и оценкой рисков, связанных с возникновением климатического сигнала, для снижения вероятности и масштаба негативного воздействия на окружающую среду при аварийных инцидентах на нефтепроводах.

По результатам аналитических исследований была разработана шкала оценки вероятности наступления эколого-социального риска (R) при возникновении определенного неблагоприятного сочетания климатических сигналов и проведена и экономическая оценка экологического ущерба.

Разработаны оценочные шкалы категорий экологического риска (R) и экологического ущерба (D). Определен уровень экологического риска LR загрязнения окружающей среды (почвы и атмосферы) от возможных аварийных ситуаций на нефтепроводе на основе матричного подхода.

Проведена идентификация рисков в плане конкретизации источников потенциального загрязнения, такие как утечки из трубопроводов, аварии из-за климатических и атмосферных явлений, разливы при транспортировке по суше или на воде и т.п. Также проанализированы внутренние и внешние факторы, которые могут привести к рискам: коррозия оборудования, человеческий фактор, экстремальные погодные условия, террористические акты и т.д.. Определена вероятность возникновения каждого риска и его потенциальные последствия (экологические, экономические, социальные). Построены статистические модели для расчета вероятности наступления инцидента и ущерба.

Заключение. Таким образом, применение комплексной научно обоснованной методики оценки экологического риска аварий при эксплуатации нефтепроводов в период ОГЯ позволит разработать превентивные меры по сокращению площади и масштаба загрязнения при возникновении инцидента.

ЛИТЕРАТУРА

1. Невзорова, А. Б. Влияние изменения климата на сферу обращения с активным илом с активным илом сточных вод / А. Б. Невзорова. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – 109 с.