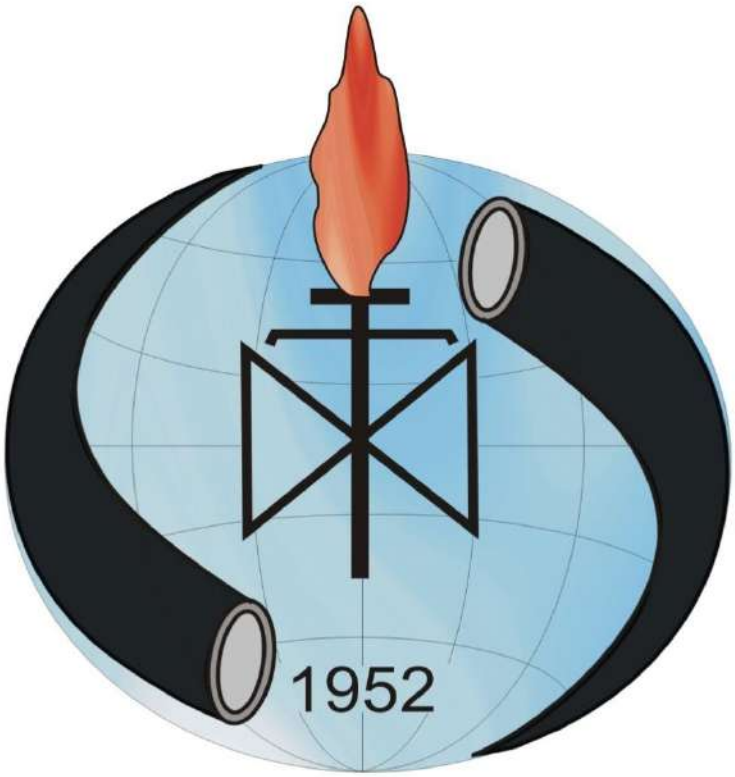
ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2023



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

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ- 2023

Тезисы докладов
XVIII Международной научно-практической конференции
(16-17 ноября 2023 г.)

УФА
Издательство УГНТУ
2023

УДК 622.69
ББК 39.7
Т77

Редакционная коллегия:
Р.Н. Бахтизин (ответственный редактор)
С.М. Султанмагомедов (зам. ответственного редактора)
В.И. Муратова (секретарь)
Р.В. Агиней
И.Р. Байков
Л.Р. Байкова
О.И. Балабанов
Т.И. Безымянников
Н.П. Демченко
Ю.Д. Земенков
И.Ф. Кантемиров
Р.Н. Ковалев
А.М. Королёнок
К. Лангбауэр
В.К. Липский
Б.Н. Мастобаев
А.О. Наумов
Р.У. Рабаев
А.Е. Сощенко
Е.В. Стефанюк
А.Л. Тимохин
В.К. Тян
Р.Р. Хасанов
А.М. Шаммазов
Ш.Г. Шарипов
Н.Н. Шманов
А.М. Щипачев

Т77 **Трубопроводный транспорт– 2023:** тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2023.– 506 с.

ISBN 978-5-7831-2390-0

Представлены тезисы докладов международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2023», в которых отражены результаты научно-исследовательской, учебно-методической и практической деятельности работников вузов и промышленных предприятий в области трубопроводного транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа.

УДК 622.692
ББК 39.7

Материалы помещены в сборник в авторской редакции.

ISBN 978-5-7831-2390-0

© Оформление ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 2023
© Коллектив авторов, 2023

Уважаемые коллеги!



От имени руководства Уфимского государственного нефтяного технического университета рад приветствовать участников XVIII Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2023».

В 2023 году конференция посвящена знаменательным для всех датам – 75-летию УГНТУ и 30-летию ПАО «Транснефть». За красивой цифрой «75» стоят яркие страницы истории университета, целое созвездие талантливых ученых и великолепных преподавателей, настоящих знатоков своего дела.

Поздравляю компанию ПАО «Транснефть» с юбилейной датой!

ПАО «Транснефть» – многолетний надежный партнер УГНТУ, который тесно участвует в деятельности университета и факультета трубопроводного транспорта в частности. Мы благодарны компании за оказываемую поддержку в оснащении лабораторий, грантовой поддержке сотрудников и студентов, за совместное проведение мероприятий образовательной, научной и социальной направленности. Конференция «Трубопроводный транспорт – 2023» – яркий пример тесного взаимодействия вуза и компании.

Во многом благодаря тесному сотрудничеству с производственным сектором сегодня Уфимский нефтяной – мощный центр отечественной науки, кузница кадров для ведущих отраслей российской промышленности УГНТУ включён во все ключевые программы Минобрнауки России: является получателем гранта в рамках проекта «Приоритет-2030»; развивает инжиниринговый центр; на базе университета действует научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»; в кооперации с индустриальным партнёром в рамках Постановления Правительства РФ № 218 участвует в организации высокотехнологичного производства термопластических красок; в рамках федерального проекта функционирует молодёжная лаборатория «Нефтехимические реагенты, масла и материалы для теплоэнергетики»; запущена стартап-студия, предпринимательская точка кипения и многое другое.

Конференция еще раз демонстрирует безусловную важность, практическую и научную значимость нашей общей деятельности.

Желаю всем участникам конференции продуктивной работы, интересных дискуссий по направлениям научных исследований и успехов в предстоящих трудах.

С уважением, ректор УГНТУ О.А. Баулин, 2023.

Уважаемые коллеги, друзья!



С большим удовольствием приветствую всех участников XVIII Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2023».

Конференция 2023 года посвящается особо значимым событиям в истории нашего коллектива, профессионального сообщества и отрасли – 75-летию УГНТУ и 30-летию ПАО «Транснефть».

75-летний юбилей Уфимский государственный нефтяной технический университет встречает с очень хорошим багажом знаний опыта, богатыми традициями и историей, прекрасным коллективом высоких профессионалов.

Сегодня УГНТУ — опорный вуз Российской Федерации, современный, динамично развивающийся вуз, признанный на международном уровне. Его команда преподавателей и талантливых учёных своим трудом и достижениями уже сегодня решает задачи завтрашнего дня. Результаты научно-исследовательской деятельности университета признаны российскими и международными экспертами, востребованы реальной экономикой. Его выпускники, количество которых составляет уже более 125 тысяч – гарантия успеха для ведущих компаний топливно-энергетического комплекса, строительной отрасли, сферы услуг, органов государственной власти и управления.

Востребованность вуза, его материально-техническое оснащение и актуальность учебно-образовательных программ невозможно обеспечить без тесного взаимодействия с индустриальными партнерами. Один из ключевых партнеров УГНТУ – ПАО «Транснефть». Компания празднует в этом году 30-летие и если

говорить об успехах, то они впечатляют: ПАО «Транснефть» - крупнейшая в мире нефтепроводная компания, которая владеет 68 тыс. км. магистральных трубопроводов, транспортируя 83% добываемой в России нефти и 30% произведённых в России нефтепродуктов. ПАО «Транснефть» - это уникальные проекты, высокая культура труда и социальной ответственности, большой опыт в решении производственных задач, но главное – высококвалифицированные кадры, которые трудятся на всей территории Российской Федерации, умножая ее потенциал. Поздравляю ПАО «Транснефть» со знаменательной датой, желаю успехов и уверенного развития обществу и каждому сотруднику.

Отрадно, что XVIII Международная научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт – 2023» традиционно соберет в стенах УГНТУ большое количество единомышленников и коллег как из вузовского сообщества, так и из дочерних обществ ПАО «Транснефть».

Председатель
оргкомитета конференции *академик Академии наук*
Республики Башкортостан
профессор Р.Н. Бахтизин
2023

Уважаемые коллеги!



Поздравляем вас с 75-летием Уфимского государственного нефтяного технического университета!

Все годы с момента своего образования УГНТУ был и остается верным партнером и кузницей кадров Главнефтеснаба РСФСР, Главтранснефти и ПАО «Транснефть». Инновационные разработки уфимской научной школы, созданной такими выдающимися учеными с мировым именем, как В.С. Яблонский, В.Ф. Новоселов, Л.А. Бабин, В.Л. Березин, Н.А. Гаррис, В.Е. Губин, П.И. Тугунов, А.М. Шаммазов и многие другие, дали жизнь новым направлениям науки, обеспечили прочный фундамент для развития и модернизации современной системы нефтепроводного транспорта, эффективной организации производственных процессов компании «Транснефть».

В числе заслуг и достижений научного коллектива УГНТУ – разработка методик типовых расчетов при проектировании, эксплуатации и ремонте нефтепроводов, которые сегодня применяются на каждом объекте, являются незаменимым инструментом для наших инженеров.

Плодотворные усилия вашего коллектива, целых поколений профессоров и преподавателей воплотились в значимых проектах, связанных с развитием фундаментальных и прикладных научных исследований в области трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, решением важнейших экологических задач отрасли, способствовали неуклонному повышению технической оснащенности учебного процесса. Эта работа продолжается. Под руководством опытных педагогов применяются самые современные средства обучения. Создан и функционирует учебный полигон, интерактивные учебные лаборатории с современными программными тренажерами и интерактивными макетами-симуляторами, компьютерные классы для подготовки производственных и научных кадров нефтепроводной отрасли.

В этом году наша компания, «Транснефть», отметила 30-летие. Мы рады, что этот юбилейный для нас год объединяет наш праздник со знаменательной датой вашего университета. На протяжении всей своей истории УГНТУ является одним из главных профильных вузов трубопроводной отрасли, воспитавшим многих сотрудников и руководителей системы «Транснефть». Ежегодно в Университете по направлениям от организаций системы «Транснефть» обучается порядка 180 студентов.

Мы высоко ценим наше традиционное сотрудничество в научно-инновационной сфере, в том числе на базе обновленного Научно-технического центра ООО «НИИ Транснефть» в г. Уфе.

Поздравляем преподавателей и студентов УГНТУ с годовщиной вуза и желаем успеха участникам юбилейной XVIII международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт-2023»!

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

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

УДК 622.692.23

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Н.А. Абдуллин, В.А. Фомина

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Резервуары вертикальные стальные (РВС) являются основным методом хранения и учета нефти и нефтепродуктов. Вопрос ресурсосбережения и повышения надежности резервуаров – один из актуальных направлений развития нефтегазовой отрасли ввиду их дороговизны и высоким уровнем ответственности.

В работе проведен анализ резервуаров различных объемов, представленных в нормативно-технической документации, произведены расчеты конструкций резервуаров с учетом толщин стенок, а также поверочных расчетов на прочность и устойчивость, что показало необходимость определения оптимальных размеров резервуаров по критериям минимальной металлоемкости и повышенной надежности.

В результате анализа также определена необходимость выполнения дополнительных расчетов по моментной теории в области уторного узла резервуаров с целью определения возникающих в нем напряжений, изгибающего момента и перемещений стенки и днища РВС(П).

По формулам Шухова В.Г., а также по расчетам конструкции резервуаров в соответствии с п.12.2 РД-23.020.00-КТН-018-14 рассчитаны оптимальные геометрические параметры резервуаров и минимальные объем стали на сооружение РВС(П).

По итогам проведенного анализа, следует, что высота стенки во всех резервуарах оптимальных параметров остаётся неизменной после достижения предельного значения, несмотря на дальнейшее увеличение объёма резервуара. На рисунке 1 представлен график зависимости удельной металлоёмкости от высоты резервуара. В качестве критерия оптимальности выбрано значение удельного расхода металла.

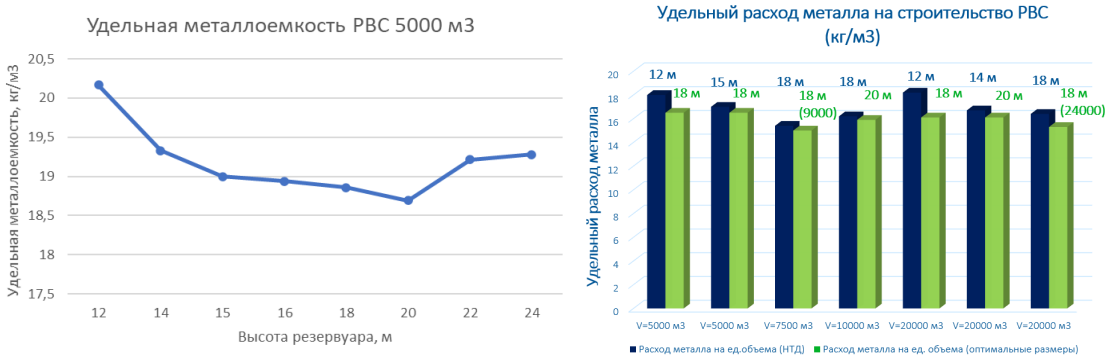


Рисунок 1 – Удельный расход металла на сооружение РВС-5000 и сравнительный анализ удельного расхода металла на сооружение РВС для разных диаметров и высот конструкции

В соответствии с рисунком 2 увеличение ширины выступа окрайки в радиальном направлении приводит к увеличению максимальных напряжений, возникающих в конструкции РВС(П).

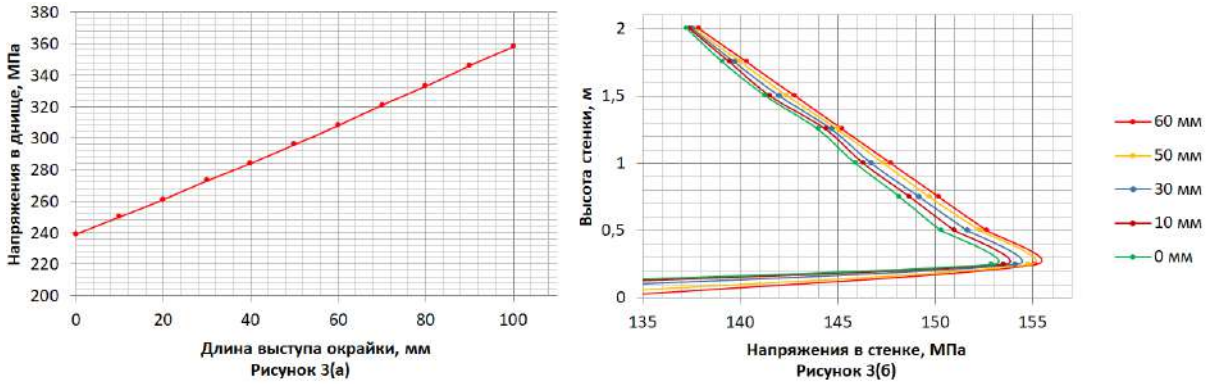


Рисунок 2 – Напряжения в уторном узле на примере конструкции РВСП-50000 с различными выступами кольцевых окрайек, возникающие в днище и резервуара

Развитие научно-технического прогресса, широкое применение метода полистовой сборки и ужесточение требований безопасности и надёжности требует корректировки действующих стандартов в области проектирования и строительства резервуаром.

При внедрении разработанной методики и внесении в НТД конструкций с оптимальными параметрами, прогнозируемый расход металла на сооружение резервуаров сократится на 7-13%, а напряжения снизятся на 5-6%, что приведет к снижению капитальных затрат, повышению показателей надежности и эффективности эксплуатации резервуарных парков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды: Монография. Москва: изд-во «Наука», 1977. 187 с.
2. В.Л. Березин, В.Е. Шутов. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов: Монография. Москва: изд-во «Недра», 1973. 199 с.
3. М.К. Сафарян. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов: Монография. Москва: изд-во «Московская правда», 1958. 235 с.

УДК 622.691.4

РАСЧЕТ СКОРОСТИ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ, ЗНАЧИМОЙ ДЛЯ СРАБАТЫВАНИЯ АВТОМАТОВ АВАРИЙНОГО ЗАКРЫТИЯ КРАНА

А.С. Алихашкин, Н.Д. Комаров
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Одной из важнейших задач эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) является обеспечение надежности их работы, а также минимизация потерь газа в окружающую среду при аварийной разгерметизации трубопровода (разрыва МГ). Для обеспечения минимизации потерь газа на линейной части МГ через каждый 20-30 км устанавливают крановые узлы (КУ), которые могут перекрывать сечение газопровода в штатных и нештатных ситуациях. При аварии КУ отсекают аварийный участок и не дают вытечь газу из всего газопровода, а истечение происходит только из участков между КУ.

На современных МГ установлена система телемеханики, которая дает возможность диспетчеру в случае аварии оперативно закрыть КУ для отсечения аварийного участка. Диспетчер определяет аварийную ситуацию по быстрому падению давления на участке МГ.

Вместе с тем существует достаточно много газопроводов старой постройки, на которых нет системы телемеханики, и открытие/закрытие КУ можно осуществить только по месту их установки силами аварийно-ремонтной бригады. С учётом удаленности мест установки КУ от населенных пунктов время прибытия бригады к КУ может быть достаточно большим.

Кроме того, как правило, на старых МГ ресиверы импульсного газа на КУ либо полностью отсутствуют, либо могут оказаться по факту пустыми. Пока бригада прибудет к КУ, в газопроводе уже будет недостаточно давления чтоб сработал пневмопривод КУ и придется осуществлять работу ручными маслонасосами, что еще больше увеличит время выхода газа из МГ в атмосферу.

Ставить систему телемеханики на все старые газопроводы экономически нецелесообразно, необходим метод, с помощью которого можно будет перекрыть КУ автоматически (без участия диспетчера) в случае аварийной разгерметизации газопровода.

Для этого еще много лет назад были разработаны специальные устройства – автоматы аварийного закрытия крана (ААЗК). ААЗК предназначен для подачи команды на закрытие линейной запорной арматуры с пневматическим или пневмогидравлическим приводом при резком падении давления газа в магистральном газопроводе [1].

Вместе с тем при установке ААЗК на МГ выяснилось, что при работе ААЗК существуют две главные проблемы – это ложные срабатывания ААЗК в момент прохождения волны пониженного давления (из-за подключения крупного потребителя, остановки газоперекачивающего агрегата на компрессорных станциях и

т.д.), а также отсутствие срабатывания в момент аварии, что делает бессмысленным применение ААЗК.

Из-за вышеописанных проблем в настоящий момент времени ААЗК широко не внедрены на МГ для локализации аварийного участка.

Вместе с тем в настоящее время из-за старения большой части МГ и риска возникновения аварийных ситуаций на них перед производителями ААЗК стоит задача усовершенствования своих устройств с учетом устранения двух главных вышеперечисленных проблем.

Одна из важных проблем проектирования ААЗК – это определение диапазона скоростей падения давления (СПД) в МГ, при котором необходимо обеспечивать срабатывание ААЗК. Таким образом необходимо рассчитать такую СПД, которая будет значима для открытия ААЗК (т.е. действительно произошла разгерметизация газопровода, а не просто прошла волна пониженного давления).

В качестве рассматриваемого объекта был выбран участок газопровода, протяженностью L=27 км, который с обеих сторон перекрыт линейными кранами, то есть газ по газопроводу не движется. Для моделирования процесса разрыва участка газопровода использовалось условие мгновенного открытия свечей на полное сечение (рассматривалось открытие одной, двух и трех свечей).

В работе были просчитаны результаты СПД для всех основных вариантов диаметра газопровода с соответствующими свечами.

На рисунке 1 показаны графики падения давления для варианта диаметра газопровода $D_{газ}$=1420х25 мм со свечой $d_{св}$=325х12 мм при открытии одной, двух и трех свечей.

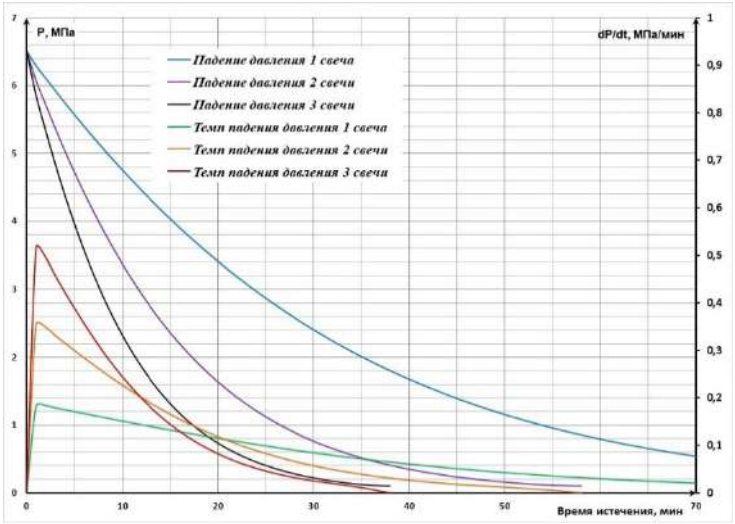


Рисунок 1 – Графики изменения давления и темпа падения давления во времени

По полученным графикам можно оценить минимально возможную СПД, при которой ААЗК должен сработать. В работе сделан вывод, что для большинства газопроводов СПД, значимая для срабатывания ААЗК, равна 0,2 МПа/мин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев Г.С. Запорная арматура. Изд. 2-е, перераб. и доп. Л., «Недра», 1974. 144 с.

УДК 622.276

МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА

А.Х.Б. Аль Хафаджи, А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева
КФУ, г. Казань

В контексте добычи и транспортировки природного газа, проблема образования гидратов имеет значительное техническое значение. В данной научной работе исследуются методы предотвращения образования иликвидации гидратов. Основными методами борьбы с гидратами являются [1]:

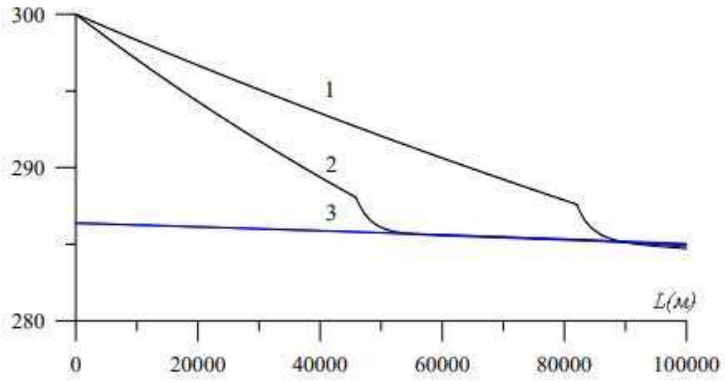
- подогрев газа;
- подогрев корпуса регулятора;
- ввод метанола в газопровод.

Из них наиболее эффективным и широко распространенным методомявляется введение метанола. Это органическое вещество обладает рядом преимуществ, таких как низкая стоимость, антигидратная активность, сохранение активности при низких температурах, низкая температура замерзания, низкая вязкость даже при экстремальных температурах.

Рассмотрены всевозможные способы ликвидации и предотвращения гидратообразования на промыслах, магистральных газопроводах и газосборных сетях, включая поддержание давления, метод понижения давления и введение ингибиторов гидратообразования. Из проведенного анализа вытекает заключение о предпочтительности применения ингибиторов гидратообразования, с учетом превосходства метанола, главным образом на новых месторождениях и при наличии добавочных компонентов, таких как диоксид углерода и сероводород.

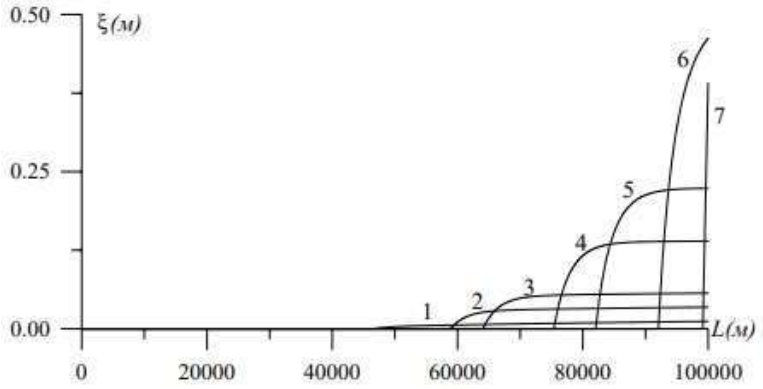
В данной работе вдобавок презентована математическая модель процесса создания и разложения гидратов на внутренних стенках трубопровода при транспортировке газа с применением уравнения переноса газа и уравнениятеплопроводности в окружающей среде. Итоги числового прогнозирования демонстрируют динамику создания и разложения гидратов в трубопроводе, включая образование гидратного слоя, температурные изменения и воздействие фазового перехода на процесс.

На рисунках 1 и 2 презентованы распределения гидратного слоя,температуры газа и фазового перехода в длину трубопровода в различные моменты замеренного времени. Гидраты образуются на тех участках, где температура газа спускается ниже температуры фазового перехода [2]. Находится переходная зона, где температура газа отчетливо опускается доуровня фазового перехода, что способствует разложению гидратов (рисунок 1).



1) 1 ч.; 2) 120 ч. 3) Распределение фазовой температуры
Рисунок 1 – Распределение температуры в трубе

Гидратный слой начинает образовываться на конкретном расстоянии от входного сечения, и его передняя кромка двигается в сторону выхода, и со временем толщина исключительно увеличивается (рис.2) различие с прочими разработками в том, что максимальная полнота гидратной оболочки замечаетсяна выходе из трубопровода. Время наблюдения гидратного слоя составляет около 18 дней для конкретной вариации расчета.



1) t = 1 ч.; 2) 12 ч.; 3) 1 сут.;4) 3 сут.; 5) 5 сут.; 6) 10 сут.; 7) 17 сут
Рисунок 2 – Распределение гидратного слоя

Таким образом, данная научная работа представляет разработку математической модели рассматриваемого процесса, что возможно будет полезным для оптимизации систем добычи и транспортировки природного газас целью предотвращения гидратообразования и обеспечения надежности и результативности операций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Катаев, К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа / КА. Катаев// Всероссийский журнал научных публикаций. – 2011. – № 1 (2). – С. 22–23
2. Ершов Э.Д., Лебеденка Ю.П., Чувилин Е.М., Истомин В.А., Якушев В.С. Особенностисуществования газовых гидратов в криолитозоне // Докл. РАН.1991. Т. 321, № 4. С. 788–791. ческой конференции. 2018. С. 353-355.

УДК 621.643

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММЫ ГАЗНАДЗОР-ОД-СР ДЛЯ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРОКА ИХ РЕМОНТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВТД

А.Р. Альмиев

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

Магистральные газопроводы играют важную роль в транспортировке природного газа на протяжении многих десятилетий. Для обеспечения безопасности и эффективной эксплуатации магистральных газопроводов необходимо регулярно оценивать их состояние, определять остаточный ресурс и планировать проведение ремонтных работ.

Оценка остаточного ресурса магистральных газопроводов имеет решающее значение для обеспечения их безопасной и надежной эксплуатации. Срок службы газопроводов может быть ограничен различными факторами, такими как: коррозионное разрушение, механические повреждения, воздействие температурных напряжений и т.д. Поэтому систематическая оценка технического состояния газопроводов позволяет своевременно выявлять проблемы и планировать ремонтные мероприятия [1].

В работе представлены результаты использования программы «ГАЗНАДЗОР-ОД-СР» для оценки остаточного ресурса газопровода-отвода к ГРС «Наро-Фоминск» 2 нитка.

«Газнадзор-ОД-СР» – это специализированная программа, разработанная для оценки остаточного ресурса и определения срока проведения ремонта магистральных газопроводов. Она анализирует данные, полученные в процессе внутритрубного диагностирования (ВТД), учитывает различные параметры, такие как материал трубы, класс прочности, характеристики дефектов стенки и скорость коррозии. На основе этих данных программа рассчитывает остаточный ресурс газопровода и определяет сроки, через которые необходимо провести ремонтные работы.

Согласно СТО Газпром 2-3.5-252-2008, остаточный ресурс газопровода *T*ост можно оценить по следующей формуле

$$T_{\text{ост}} = \frac{\text{с}_{\text{доп}} - \text{с}}{v_{\text{кор}}},$$

где $\text{с}_{\text{доп}}$ – максимально допустимое утонение стенки (20 % от номинальной толщины стенки газопровода, согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010, мм;

с – максимальная глубина коррозионного повреждения трубы, мм;

$v_{\text{кор}}$ – средняя скорость коррозии, мм/год.

Сравнение результатов, полученных в ходе выполнения расчетов остаточного ресурса дефектных труб газопровода-отвода по методике СТО Газпром 2-3.5-252-2008 и специализированной программе Газнадзора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение результатов, полученных в ходе выполнения расчетов остаточного ресурса дефектных труб газопровода-отвода

Параметр	Результаты расчетов по СТО Газпром 2-3.5-252-2008		Результаты расчетов по специализированной программе Газнадзора	
№ трубы	1382	2050	1382	2050
Остаточный ресурс, год	12,5	24,7	11,7	24,6

Как видно, результаты, полученные в ходе выполнения расчетов остаточного ресурса дефектных труб газопровода-отвода по методике СТО Газпром 2-3.5-252-2008 и специализированной программе Газнадзора близки по значениям.

Преимущества программы «Газнадзор-ОД-СР» заключаются в следующем:

- программа позволяет в течение нескольких секунд провести точную оценку остаточного ресурса газопровода;
- с помощью данной программы можно более эффективно планировать проведение ремонтных работ, используя максимально-допустимый остаточный ресурс газопровода;
- использование программы будет способствовать предотвращению возникновения инцидентов и аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов, тем самым будет обеспечиваться безопасность эксплуатационного персонала и ближайших населенных пунктов.

Программа «Газнадзор-ОД-СР» – это отличный инструмент, который поможет обеспечить надежность газотранспортных систем, однако стоит отметить, что применение программы требует квалифицированных специалистов, а также знания действующих нормативных документов и стандартов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дейнеко С.В. Технологическая надежность магистральных трубопроводов. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 164 с.
2. Окончательный отчёт внутритрубного диагностирования № ff-6.69830968.220919p-ru от 19.09.2022. г. Нарофоминск 2н. – 2673 с.

УДК 622.692.4

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

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

Известно, что на эффективность действия противотурбулентной присадки (ПТП) оказывают совместное влияние как индивидуальные параметры раствора ПТП в перекачиваемой среде, так и параметры перекачки, то есть условия, при которых присадка используется [1].

При этом в работе показано, что увеличение производительности при перекачке с применением ПТП зависит от объема молекулярных клубков и объема ассоциатов.

В работе проведен анализ механизмов действия ПТП для подбора индивидуальных математических зависимостей для количественного описания закономерностей влияния вышеназванных параметров на эффективность ПТП для разработки единой математической модели.

Благодаря пониманию механизма изменения объема ассоциатов можно объяснить рост эффективности ПТП в начале трубопровода, когда происходит развертывание клубков ассоциатов, и объяснить почему малые сдвиговые напряжения способны вызвать деградацию ПТП, разрушая более слабые межмолекулярные связи [2, 3].

Процесс деградации интерпретируется распадом ассоциатов по мере их движения по трубопроводу. При этом максимальный распад ассоциатов происходит до размеров самих макромолекул, из которых состоит противотурбулентная присадка. Этим объясняется прекращение снижения эффективности присадки по мере ее движения по трубопроводу, приведенной в следующих научных трудах [1, 4].

Для того, чтобы учесть взаимное деформирование, т.е. сжатие клубков при концентрациях ПТП больше оптимального значения нужно модифицировать формулу максимально достижимого объема ассоциатов [1], добавив зависимость объема клубка от концентрации противотурбулентной присадки. В первом приближении, зная оптимальную концентрацию и следующую концентрацию, при которой начинается снижение гидравлической эффективности ПТП, можно воспользоваться функцией ошибок. Тогда формулу можно записать в виде:

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

$$k = \frac{\left(erfinv\left(-\frac{\psi_{next}}{\psi_{opt}}\right) + 1{,}822\right)}{\left(\theta_{next} - \theta_{opt}\right)} \quad (2)$$

Используя уравнения (1-2) и уравнение, характеризующее зависимость гидравлической эффективности присадки от концентрации и среднего молекулярного веса из работы [1], заменив молярный вес на объем ассоциатов, можно получить модель, в которой будет учитываться снижение эффективности при

концентрациях больше оптимального значения. На рисунке 1 представлен пример расчета по такой модели на графике эффективности ПТП от концентрации.

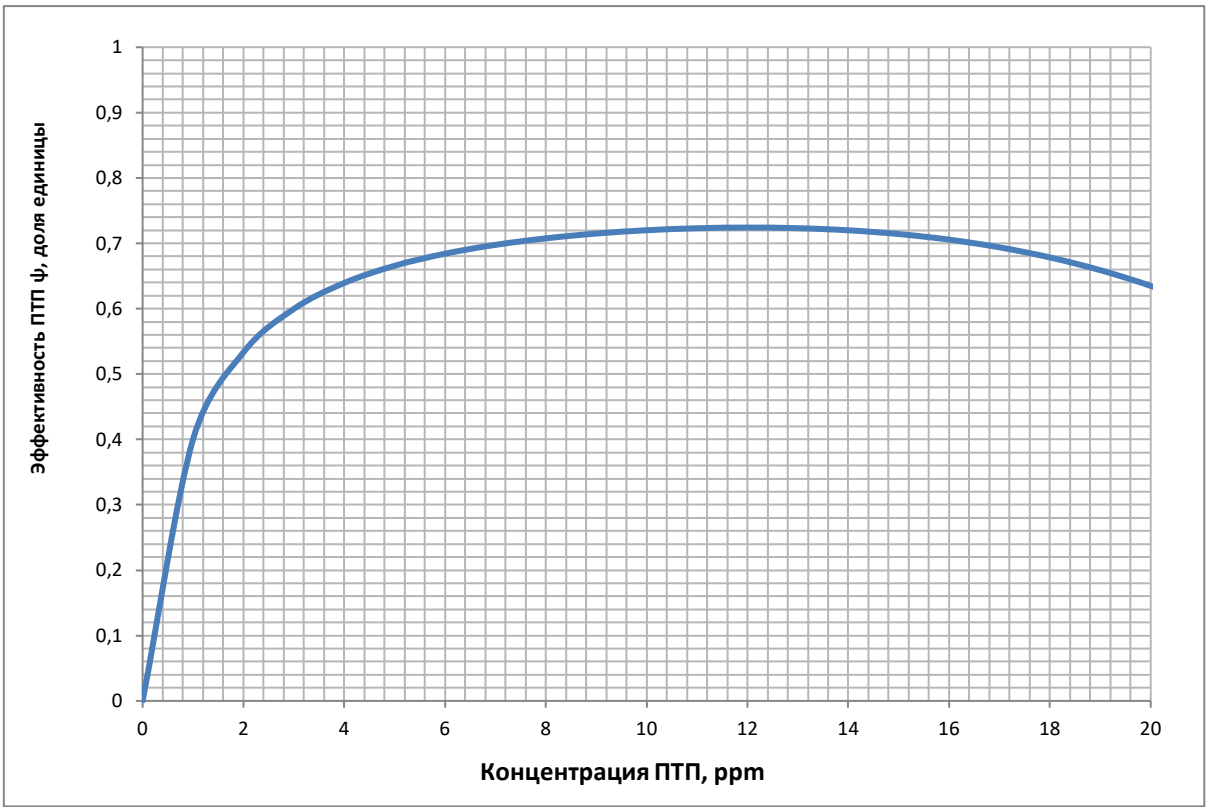


Рисунок 1 – Математическая модель зависимости гидравлической эффективности присадки от концентрации ПТП

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / Р. Н. Бахтизин, М. М. Гареев, Ю. В. Лисин, В. Н. Манжай, Б. Н. Мастобаев, В. Г. Несын, Р. З. Сунагатуллин ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Институт дополнительного профессионального образования. – Санкт-Петербург: Недра, 2018. – 347, [4] с. – Библиогр.: с. 316–347 (388 назв.). – 500 экз. – ISBN 978-5-905153-95-2.

2. Манжай, В.Н. Физико-химические аспекты турбулентного течения разбавленных растворов полимеров, дисс. докт. хим. наук 02.00.04, 02.00.06, г. Томск, 2009, 227 с.

3. Гареев М.М. Условие деструкции противотурбулентных присадок / М.М. Гареев, Ф.А. Карпов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. №1 - 2018 – с. 24-29.

4. Шагиев, Р.Г. Построение математической модели снижения гидравлического сопротивления с учетом деградации на основе опытно-промышленных испытаний / Р.Г. Шагиев, М.М. Гареев, Д.А. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 3 (101). – С. 140-148.

УДК 622.692

ТЕХНОЛОГИИ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ

М.В. Амирджанов
ОмГТУ, г. Омск

В связи с динамичностью развития нефтяной отрасли, изменением геополитической обстановки и другими факторами встает вопрос изменения показателей качества нефти в зависимости от требований потребителя [1]. В практики выделяют два основных способа управления качеством (рисунок 1).



Рисунок 1 – Способы управления качеством нефти

В работе проведен анализ эффективности управляемого смешения нефти – компаундирования, как одного из способов управления качеством нефти. Анализ показал, что компаундирование имеет ряд преимуществ:

1. внедрение дополнительного объема высокосернистой нефти в транспортные потоки, ограниченные схемой нормальных грузопотоков;
2. стабилизация колебаний показателей качества.

В случае неуправляемого смешения встречаются отклонения значений плотности и содержания серы из-за изменения режимов перекачки и нестационарных процессов, происходящих в нефтепроводе. Управляемое добавление дополнительного объема высокосернистой нефти путем ее подмешивания к сернистой нефти помогает нивелировать данное явление. Для непрерывного контроля плотности и содержания серы в двух смешиваемых потоках, а также в полученной смеси используют установленные в СИКН поточный анализатор серы и плотномер [2]. Схема компаундирования представлена на рисунке 2.

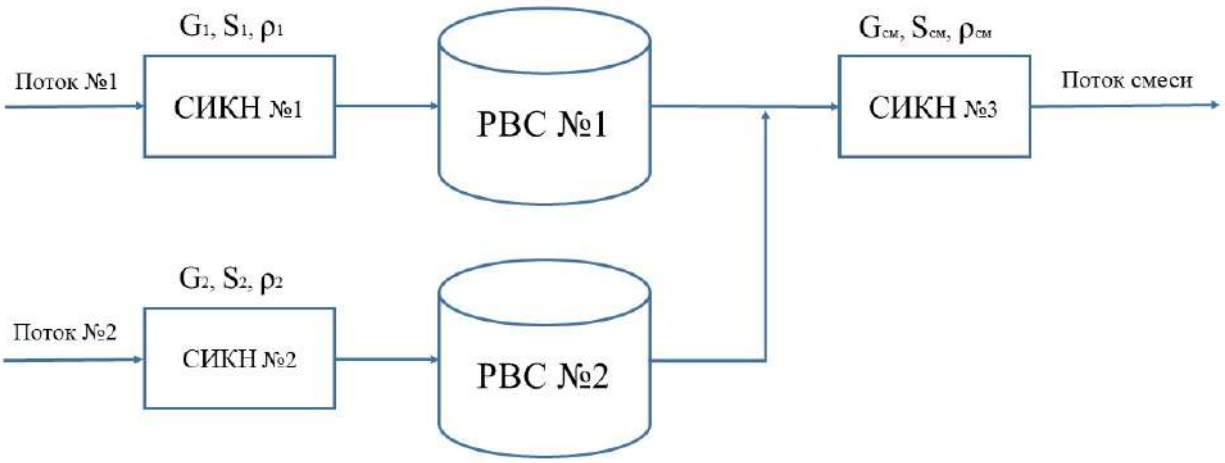


Рисунок 2 – Схема смешения потоков нефти

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Евлахов С.К. Исследование процесса компаундирования нефти в системе магистрального транспорта ОАО "АК Транснефть":дис....канд. техн. наук: 25.09.19.-Защищена 09.11.2003; Утв. 11.05.2004 04820016743.-М.: 2003.-165 с

2. Лосенков А.С., Ющенко Т.С., Стрельникова С.А., Мичкова Д.Е. Оптимизация планирования грузопотоков нефти в разветвленных системах магистральных нефтепроводов / Автоматизация в промышленности. – 2017. - №8. – с. 16-22.

УДК 621.644.073

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ

К.Д. Асадуллина, Е.А. Петрова, О.Б. Давлетов
УГНТУ, г. Уфа

Первым этапом в процессе строительства магистральных нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ является этап проектирования.

Проектные работы должны вестись в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы», ТСН 12 - 301 - 96. Как правило, такие объекты сооружаются на длительный период эксплуатации и требуют больших капиталовложений.

К предпроектным работам относятся технико-экономические соображения (ТЭС) и технико-экономический доклад (ТЭД). Развитие сети нефтегазопроводов осуществляется на основе технико-экономического обоснования (ТЭО) с выявлением наиболее оптимальных направлений проектируемых нефтяных и газовых магистралей. Обычно проектирование ведется в две стадии - составление технического проекта и разработка рабочих чертежей. Допускается составление проекта в одну стадию - технический проект, совмещенный с рабочими чертежами [2, с.97].

При составлении ТЭО:

- выполняется анализ ресурсов нефти, нефтепродуктов, газа, предназначенных для транспортировки по данному трубопроводу;
- составляется баланс грузопотоков в динамике по годам;
- выбирается генеральное направление трассы трубопровода;
- определяется производительность трубопровода при полном развитии и по очередям строительства;
- находится оптимальный диаметр и необходимое число перекачивающих станций;
- устанавливается очередность строительства и ввода мощностей;
- определяется стоимость строительства.

После выбора генерального направления трассы трубопровода проектировщик проводит инженерные изыскания. В задачу инженерных изысканий входит наиболее детальный сбор и уточнение исходных данных. В результате окончательных изысканий при камеральной обработке уточняют план, ситуацию и продольный профиль. Последний является основным графическим материалом, при помощи которого определяются расстояния между перекачивающими станциями, строят эпюры расчетных давлений по трубопроводу. При инженерно-геологических изысканиях производят проходку разведочных выработок по окончательно выбранной трассе, контрольные обследования сложных участков и переходов, определяют глубины промерзания грунтов, их коррозионную и агрессивную активность.

Генеральный проектировщик может привлекать для работы специальные проектные организации. Проектная организация производит расчеты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В состав технологического расчета входит собственно гидравлический расчет трубопровода, выбор оборудования, механические и теплотехнические расчеты, технико-экономический расчет, выбор оптимального диаметра трубопровода. [1, с.183]

Выбор оптимального диаметра нефтепровода и нефтепродуктопровода

Определенное количество нефти или нефтепродуктов может быть теоретически перекачено по трубопроводам различного диаметра. Чем меньше диаметр (при одинаковой пропускной способности трубопровода), тем больше требуемый напор, следовательно, необходимо больше станций и, наоборот, чем больше диаметр, тем требуется меньше станций. Чтобы решить, какой вариант является более выгодным, пользуются показателем сравнительной экономической эффективности капитальных вложений, характеризующим минимум приведенных затрат.

$$П = Э + Е К = min,$$

где П - приведенные затраты; Э - эксплуатационные расходы; К - капитальные вложения; Е - отраслевой нормативный коэффициент эффективности с учетом срока окупаемости; Т - приведенные затраты, можно выразить следующим выражением:

$$П = К / Т + Э$$

Иногда при оценке сравниваемых вариантов пользуются показателем срока окупаемости:

$$Т = К1 - К2 / Э1 - Э2,$$

где К1, К2, и Э1, Э2 - соответственно капитальные и эксплуатационные затраты рассматриваемых вариантов строительства.

Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта

На технологию транспорта и хранения нефтей влияют их физические свойства, испаряемость, пожаровзрывоопасность, электризация, токсичность. Плотность нефти при 20ºС колеблется в пределах от 760 до 940 кг/м³. С увеличением температуры она уменьшается по закону прямой.

Вязкость нефти при 20ºС в 1,3 ÷ 310 раз превышает вязкость воды. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефтей по трубопроводам [3, с.115].

Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки. Вязкость нефти зависит от содержания в ней асфальтосмолистых веществ, а также парафина. Высокопарафинистые нефти застывают при положительных температурах (до + 30ºС) и при малых перепадах давления ведут себя как твердое тело.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Транспорт и хранение нефти и газа, под редакцией Н.Н. Константиновича М., Недра 2019 г.
2. Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности, Н.В. Бобрицкий, Б.Н. Курепин, М., Недра 2023 г.
3. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газонефтехранилищ и нефтебаз, Высшее образование., М., Недра 2017 г.
4. Опыт строительства сборных железобетонных резервуаров, Г.Н. Гомжин, М., Недра 2018 г.

УДК 665.6

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ РВСП 20000

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

Для проведения диагностических работ резервуар согласно существующим нормам раз в 8-10 лет должен обязательно выводиться из эксплуатации. Наиболее трудоёмкой частью является удаление парафиновых отложений с его днища. В этой связи основная цель исследования заключается в изучении технологии процесса размыва донных отложений в резервуарах стальных вертикальных цилиндрических с понтоном объёмом 20000 м^3 (РВСП 20000) и моделировании работы различных устройств по очистке с целью определения наиболее эффективного из них.

В состав резервуара РВСП 20000 входит устройство для размыва донных отложений «ДИОГЕН-700». В процессе его работы под действием вращающейся лопасти гребного винта создаётся струя жидкости, перемешивающая нефть в резервуаре за счёт кругового движения потоков. Наибольшее скопление парафинового следа наблюдается в пристенной зоне резервуара, в связи с чем возникает необходимость в поиске нового способа гидромеханического предотвращения накопления осадка на днищах нефтяных резервуаров.

В работе смоделировано течение турбулентной струн с использованием винтовой мешалки «ДИОГЕН-700» и с использованием «УПС-ЕВНАТ».

Основное скопление нефтяного осадка наблюдается в пристенной зоне, которая находится полярно приёмно-раздаточному патрубку (ПРП). В программном комплексе ANSYS CFX было проведено моделирование гидродинамических характеристик турбулентной струи в резервуаре РВСП 20000 при разных температурах диаметром 45,6 м и высотой 11,9 м.

На рисунке 1 приведена зависимость скорости размыва нефтеотложений от расстояния до винта до стенки резервуара для различных значений температур ньютоновской и неньютоновской нефтей. Согласно построенным данным для ньютоновской жидкости и бесконечного пространства скорость размыва на удалении 45,6 м от винта будет составлять 0,6 м/с при вязкости 30 сСт. При этом качественного размыва отложений для неньютоновской нефти при температуре нефти ниже 15 °С не удастся достигнуть.

Для сравнения двух установок был выполнен процесс моделирования размыва донных отложений с использованием винтовой мешалки и с использованием УПС. Принцип действия устройства следующий: подача жидкости обеспечивается через ПРП резервуара: сначала жидкость поступает через ПРП в основной трубопровод, далее в узел распределения потоков, а из него в несколько прямолинейных участков, направленных в разные стороны. Параметры слоёв, имитирующих отложения, для нефти – плотность 880 кг/м^3 и вязкость 30 Па·с; для парафина – плотность 1050 кг/м^3 и вязкость 40 Па·с. Результаты моделирования отображены на рисунке 2.

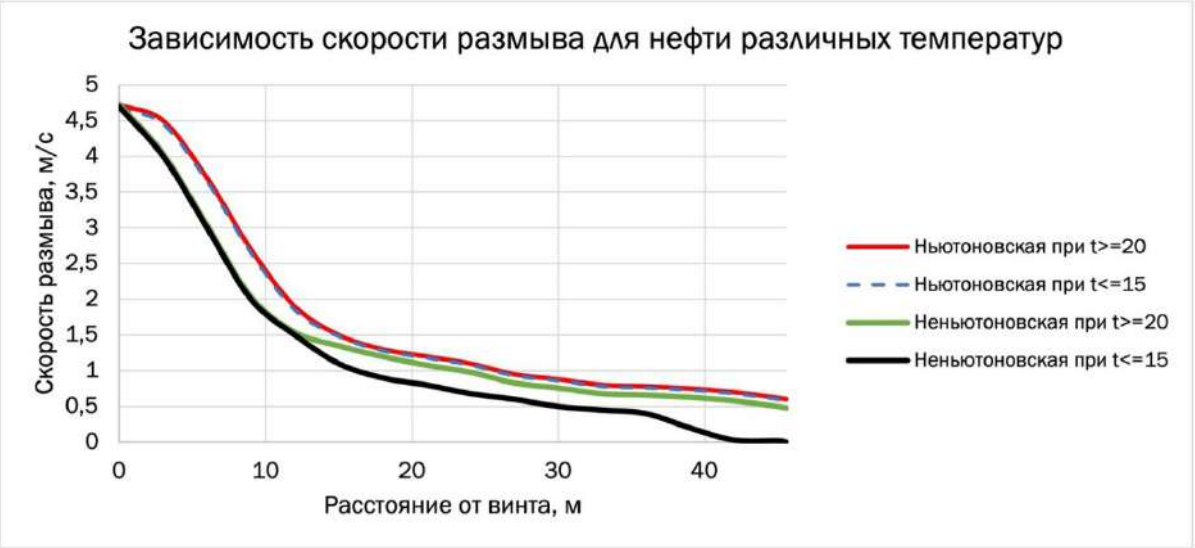


Рисунок 1 – Зависимость скорости размыва нефти в резервуаре для различных температур

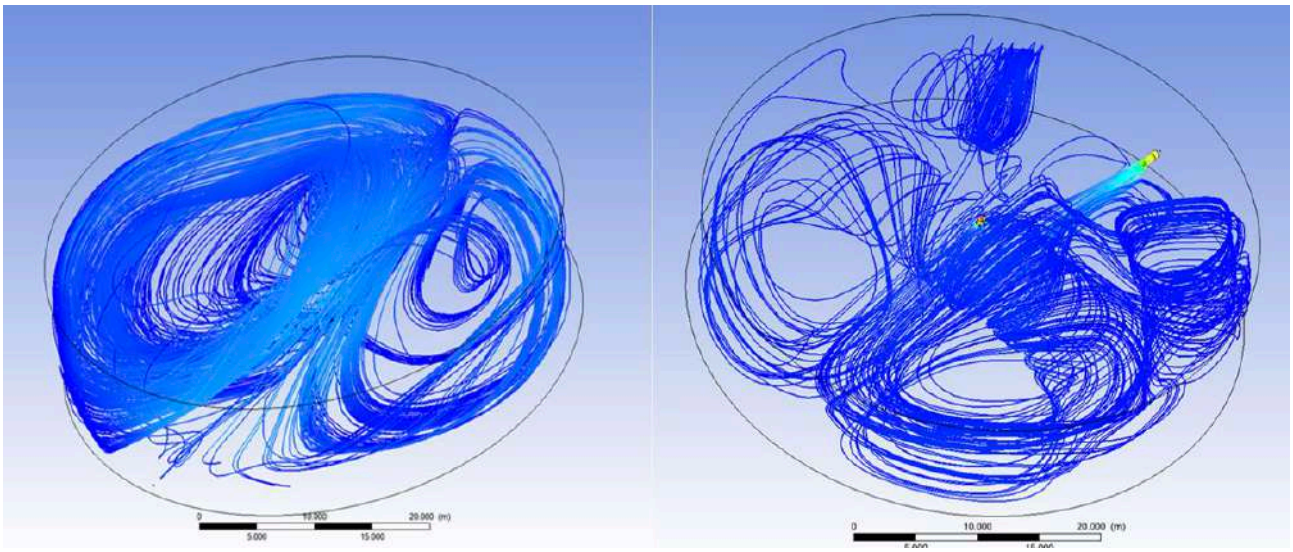


Рисунок 2 – Размыв донных отложений с использованием «УПС-ЕВНАТ» (слева) и с использованием «ДИОГЕН-700» (справа)

Выявленные результаты позволяют утверждать, что применение перемешивающего струйного устройства позволяет осуществлять более качественный размыв отложений парафинов и охватывать большую площадь по сравнению с «ДИОГЕН-700».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гималетдинов Г.М. Способы очистки и предотвращения донных отложений в резервуарах. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / Г.М. Гималетдинов, Д.М. Саттарова // Сб. научных трудов ИПТЭР. – 2013. – С. 23-24.
2. Хомяк А.Р. Применение современных методов очистки РВС от донных отложений // Томск: Изд-во Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2019 – 95 с.
3. Идеальное решение для перемешивания среды в РВС [Электронный ресурс]. URL: http://evnat.com (дата обращения 20.10.2023).

УДК 681.5.08

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ СНАРЯДОВ В ПРОМЫСЛОВЫХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Р.В. Багаутдинов
УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день высокоточное определение местоположения внутритрубных снарядов при проведении работ по очистке и диагностике промысловых и магистральных нефтепроводов является актуальной проблемой, требующей скорейшего решения. Современные способы определения местоположения внутритрубных снарядов, получившие наиболее широкое распространение, не позволяют осуществлять контроль местоположения внутритрубных снарядов в режиме реального времени. Возможность дистанционного точного определения местоположения внутритрубных снарядов позволяет оперативно реализовывать мероприятия по их освобождению в случаях внеплановых остановок данных устройств.

В докладе предлагается перспективный способ дистанционного акустического определения местоположения внутритрубных снарядов в магистральных и промысловых трубопроводах, основанный на применении пассивной схемы эхолокации. Предложенный способ предполагает использование программно-аппаратного комплекса, включающего в себя автономный акустический передатчик, установленный на внутритрубном снаряде, первичные преобразователи (гидрофоны) и вторичный преобразователь (терминал), осуществляющий обработку и вывод информации о местонахождении внутритрубного снаряда. Высокая точность определения местоположения внутритрубных снарядов в предложенном способе достигается путем комбинированного использования развитого программного обеспечения и высоконадежной аппаратной части.

С целью определения работоспособности разработан лабораторный стенд, моделирующий предложенный способ определения местоположения внутритрубных снарядов. В докладе описывается устройство и принцип работы разработанного лабораторного стенда, демонстрируются результаты проведенных на нем исследований.

Предложенный перспективный способ дистанционного акустического определения местоположения внутритрубных снарядов может существенно снизить продолжительность работ по поиску застрявших внутритрубных снарядов, тем самым снижая риски и издержки при проведении работ по очистке и диагностике магистральных и промысловых нефтепроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мугаллимов Ф.М., Кунафин Р.Н., Абдулаев А.А. Устройство для определения местонахождения очистных и диагностических снарядов в трубопроводе. - Патент № RU 2110729. 1998.
2. Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. Система Сопровождения Внутритрубных снарядов «ССВС-001» / Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. – Журнал «Трубопроводный транспорт нефти», № 12.– 2003. С.9–12.
3. Калиниченко, А.Н. Регистрация прохождения внутритрубных объектов по трубопроводу акустическим методом / А.Н. Калиниченко, Вестник науки Сибири. 2013, № 1 (7).

УДК 662.61

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СГОРАНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В ТУРБИНАХ И КОТЛАХ

Р.Р. Багаутдинова
УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время актуальным является вопрос внедрения ресурсосберегающих технологий на объектах газотранспорта [1]. В докладе рассмотрены существующие методы повышения эффективности работы газотурбинных установок, проведен их сопоставительный анализ (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнение существующих методов повышения эффективности работы газотурбинных установок

Направление повышения эффективности работы ГТУ	Способ повышения эффективности работы ГТУ	Плюсы	Минусы
Утилизация тепловой энергии	Регенерация тепла отработанных газов с последующим его повторным использованием	- Отопление и горячее водоснабжение станций и прилегающих поселков; - Подогрев сетевой воды	Увеличение гидравлических сопротивлений по тракту ГТУ и, как следствие, снижение мощности газовой турбины и ГТУ в целом
Улучшение термодинамических характеристик ГТУ	Подогрев сжатого воздуха регенерируемым теплом на входе в камеру сгорания	Увеличение КПД ГТУ до 25…29%, в то время как без регенерации 20…23%	- Громоздкость ГТУ из-за больших поверхностей теплообмена регенераторов; - Наличие утечек воздуха через неплотности регенератора
	Ступенчатое сжатие воздуха с промежуточным его охлаждением	Увеличение единичной мощности	Удорожание и усложнение установок по мере увеличения числа ступеней
	Ступенчатое расширение с промежуточным подогревом рабочего газа	Снижение удельного расхода воздуха и газа	Только при больших (π>5) степенях повышения давления имеет место увеличение внутреннего КПД ГТУ
Применение новых конструкционных решений по созданию тепловых двигателей	Создание сложных многовальных установок	Повышение эффективности ГТУ особенно при работе на частичных нагрузках	Высокая стоимость
	Создание комбинированных установок, работающих по парогазовому циклу или с поршневыми камерами сгорания	- Высокий КПД примерно 42%; - Выработка доп. энергии в паровой турбине	Высокая стоимость

В камерах сгорания газотурбинных установок, котлах, огневых камерах подогревателей газа практически всегда имеет место неполное сгорание топлива, что в свою очередь, снижает тепловую мощность установок [2]. В докладе рассмотрены существующие методы интенсификации горения газа, показаны особенности проявления их эффективности (таблица 2).

Таблица 2 – Существующие методы интенсификации горения газа

Способ интенсификации горения	Эффект от применяемого метода
Подогрев топлива и окислителя	Повышается температура смеси, увеличивается скорость реакции
Увеличение содержания кислорода в воздухе	С увеличением концентрации кислорода в реагирующем газе растет скорость реакции и увеличивается температура процесса. Увеличивается константа скорости реакции
Переход с ламинарного режима горения на турбулентный	Искусственная турбулизация потока вызывает заметную интенсификацию процесса горения, уменьшение времени горения, а следовательно, и объема топочного пространства
Предварительное перемешивание горючего и окислителя	Улучшение процесса смешения приводит к интенсификации горения топлива, повышению эффективной температуры факела

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Рудаченко, А.В. Газотурбинные установки для транспорта природного газа: учебное пособие второе издание переработанное: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева; Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 213 с.

2 Петрова, Е.А. Электроинтенсификация горения в газовых водогрейных котлах: дис. канд. техн. наук: 05.20.02, М., 2015. 201 с.

УДК 697.9

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО ВЫЯВЛЕНИЯ УТЕЧЕК РЕЗЕРВУАРОВ

А.А. Баленков, С.В. Сусарев
СамГТУ, г. Самара

Резервуарные парки, используемые для хранения нефти и нефтепродуктов, представляют высокий уровень опасности для персонала и окружающей среды. Это связано с наличием больших объемов опасных веществ, используемых в процессе работы. Утечки и выбросы из резервуарных парков могут иметь значительные размеры и представлять сложности в их обнаружении и предотвращении. Поэтому важно разрабатывать системы и технологии, которые позволят своевременно обнаруживать и предотвращать утечки. Это одна из ключевых задач для обеспечения безопасности окружающей среды и надлежащей эксплуатации резервуарных парков. Поэтому предлагаемая разработка имеет большую актуальность и важность в снижении рисков и предотвращении потенциальных аварий.

Автоматизированная система дистанционного выявления утечек включает в себя действующую систему замера уровня с датчиками послойного измерения температуры продукта, подсистему измерения и контроля концентрации углеводородов в газо-воздушной среде в колодце обнаружения утечек и в обваловании резервуара и подсистему измерения и контроля потенциалов электрохимической защиты днища резервуара. Анализ информации полученной такой комбинированной АС ДВУ повышает вероятности выявления утечки.

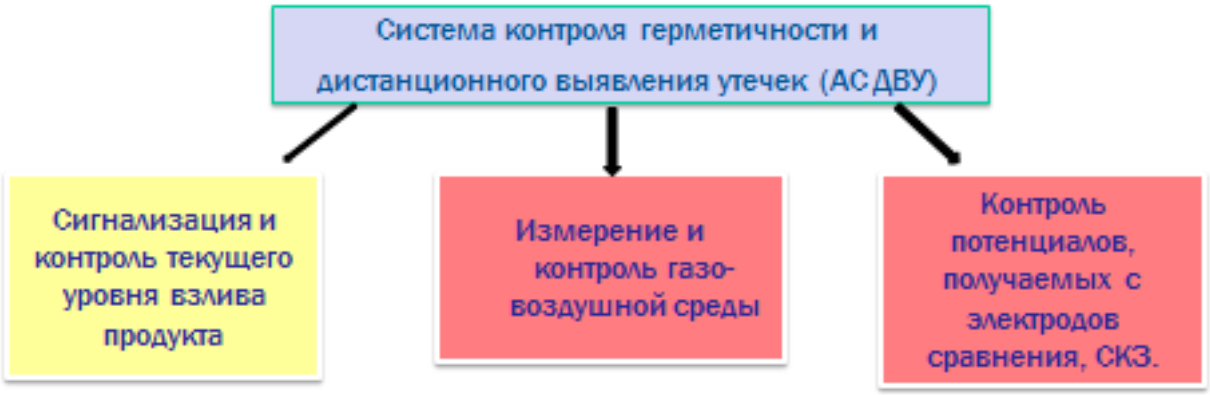


Рисунок 1 – Состав АС ДВУ

Самым важным звеном АС ДВУ является программно-технический комплекс (ПТК), функции которого:

- непрерывный циклический опрос датчиков;
- анализ полученной информации, отделения недостоверных данных;
- определение параметров, находящихся в пределах установленных границ значений;

- определение параметров, вышедших за границы установленных интервалов;

- извещение о вероятности появлении утечки.

АС ДВУ представляет собой независимую систему измерения и контроля на базе IBM-совместимого ПК, подключенного к устройствам связи с объектом (УСО). ПК в реальном масштабе времени производит циклический опрос, который занимает 1 минуту работы программы.

Измерение и контроль параметров резервуаров осуществляется круглосуточно и непрерывно. В штатном режиме должны выполняться задачи опроса измеряемых и контролируемых параметров, слежение за ходом ТП с выводом изменений на экран АРМ оператора и формирование архивов. Для контроля нештатных ситуаций обеспечена возможность просмотра журнала событий и архивов.

Таким образом, разработка и внедрение АС ДВУ, как подсистемы, дополняющей функции действующие АСУ ТП РП позволит:

- повысить безопасность эксплуатации РП;
- обеспечить безаварийную и эффективную работу оператора РП;
- мониторинг параметров, необходимых для функционирования АС ДВУ;
- уменьшить число аварий и затрат на ликвидацию аварий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Системы автоматического контроля технологических параметров / А. И. Беркут, А. А. Рульнов.– М.: Ассоциации строительных вузов, 2005; - 212 с.

2. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. Справочное пособие / А.С. Клюев, Б.В. Глазов, А.Х. Дубровский, А.А. Клюев. Под ред. А.С. Клюева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. - 620 с.

УДК 622.692.4

ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ: НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ

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

В настоящий момент в отрасль трубопроводного транспорта активно внедряются полимерные материалы, причем как на макроуровне в виде труб из пластмасс, так и на микроуровне, в виде полимерных агентов, снижающих гидравлическое сопротивление. Более того, постоянно усложняющиеся условия эксплуатации требуют инновационных и нестандартных подходов для уменьшения теплогидравлических потерь и снижения стоимости перекачки.

В общем случае противотурбулентные присадки (ПТП) применяют для снижения гидравлических потерь при турбулентном движении жидкости, т.е. для уменьшения перепада давлений при неизменной производительности [1]. Однако, возможно применять ПТП для увеличения производительности при неизменном перепаде давления, и таким образом увеличивать скорость потока до значения выносной скорости, которая обеспечивает вынос водных скоплений [2], которые могут образовываться в трубопроводах [3]. Дополнительно, предлагается использовать ПТП как фактор уменьшения не только гидравлических, но и тепловых потерь (рисунок 1).

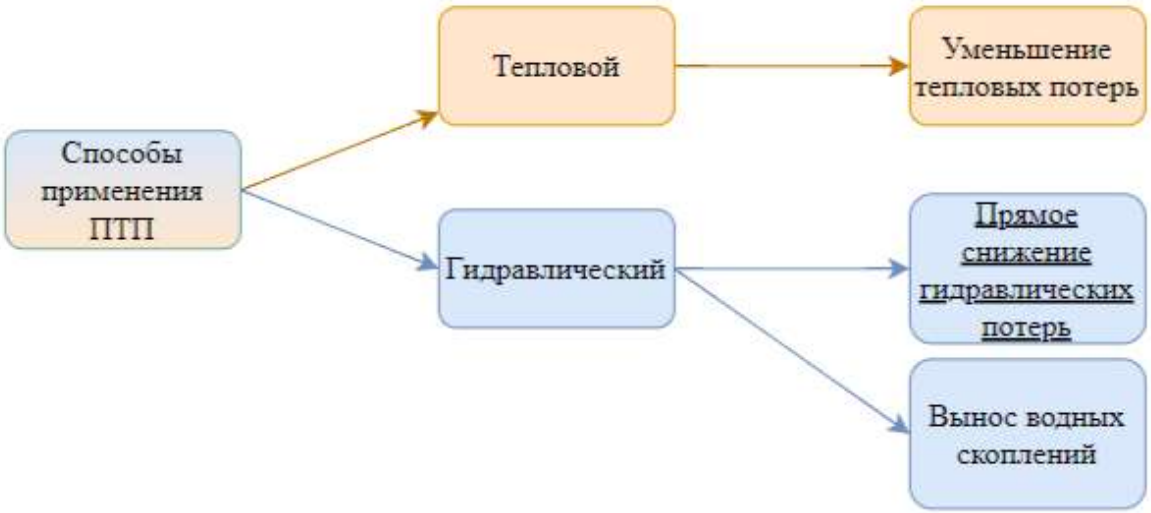


Рисунок 1 – Способы применения ПТП, рассмотренные в настоящей работе

При добавлении в трубопровод полимерных агентов, приводящих к утолщению ламинарного подслоя, происходит изменение вязкоупругих свойств потока, повышающих термическое сопротивление в радиальном направлении [4]. На рисунке 2 представлена зависимость температуры в конце участка от его длины при различных значениях гидравлической эффективности ПТП.

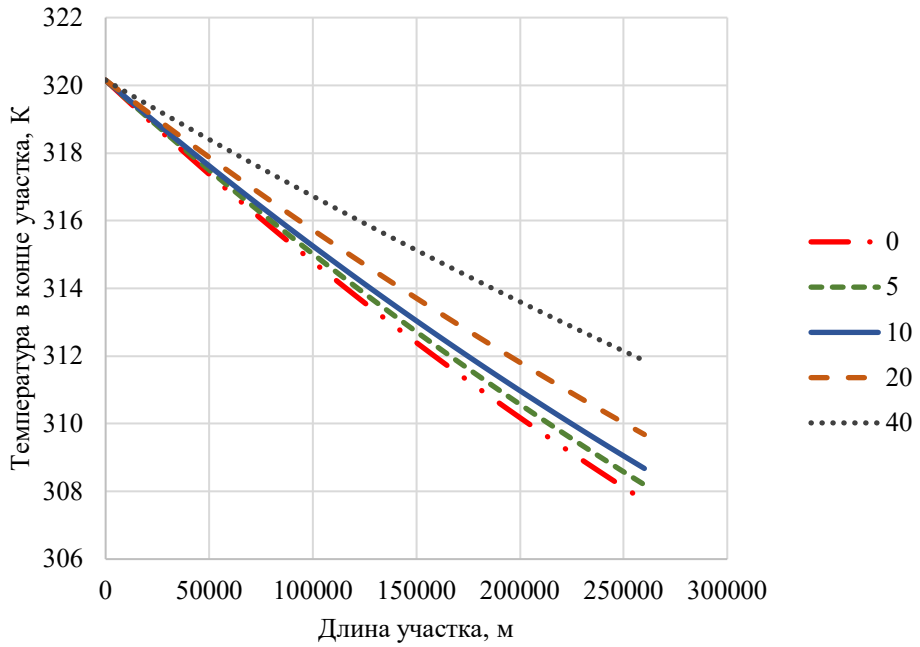


Рисунок 2 – Зависимость температуры в конце участка от длины при различных значениях гидравлической эффективности ПТП

С увеличением эффективности присадки, повышается температура в конце участка трубопровода, что позволяет не только экономить энергию на тепловых станциях, но и увеличивать расстояние между ними, что особенно актуально для шельфовых трубопроводов. Для кратковременного регулирования тепловых потерь при изменении параметров перекачки также допускается использование присадок при неизменной мощности тепловых печей.

Таким образом, применение ПТП в качестве выноса водных скоплений и способа уменьшения тепловых потерь представляется перспективным направлением для дальнейшего исследования, так как позволяет совершенствовать существующие способы уменьшения теплогидравлических потерь.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Банерджи Т., Шестаков Р.А. Масштабирование гидравлической эффективности противотурбулентной присадки // Технологии нефти и газа. 2023. № 4(147). С. 45-49. DOI 10.32935/1815-2600-2023-147-4-45-49.

2. Банерджи Т., Шестаков Р.А. Способ повышения экономической эффективности применения противотурбулентных присадок // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 11. С. 207-217.

3. Жолобов В.В., Морецкий В.Ю., Талипов Р.Ф. Распределение объема водных скоплений в профильном нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Т. 12, № 5. С. 438-451. DOI 10.28999/2541-9595-2022-12-5-438-451.

4. Применение полимерных агентов снижения сопротивления в трубопроводном транспорте нефти / Г.В. Несын, В.В. Жолобов, Ф.С. Зверев [и др.]. М.: Техносфера, 2022. 310 с.

УДК 622.692.4

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАЧАЛА МАССОВОЙ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ ДЛЯ БИНАРНОЙ СМЕСИ ОТ СООТНОШЕНИЯ СМЕШЕНИЯ НЕФТЕЙ

Т.А. Барабанщикова, Р.Р. Ташбулатов
УГНТУ, г. Уфа

Для прогнозирования вязкостно-температурных зависимостей нефтей широкое применение в практике трубопроводного транспорта получили формулы Рейнольдса-Филонова, ASTM-Вальтера, Фогеля-Фульчера-Таммана. Для бинарных нефтесмесей были проведены лабораторные измерения динамической вязкости при концентрациях смешения 0, 25, 50, 75, 100 %. Температурный диапазон измерения составил от минус 10 °С до 50 °С. Все замеры проводились на реометре Rheotest RN5.1.

Как показали результаты экспериментальных исследований (рисунок 1) вязкостно-температурная зависимость исследуемых нефтей хорошо описывается уравнением Рейнольдса-Филонова, и включать нелинейные компоненты, присущие другим зависимостям не имеет смысла, так как это ведет к усложнению расчетов за счет введения дополнительных эмпирических коэффициентов.

В нашем исследовании впервые были получены экспериментальные данные о характере изменения температуры начала массовой кристаллизации парафинов (ТНМКП) в бинарной смеси при различных концентрациях исходных смешиваемых нефтей. Как видно из графика (Рисунок 1), коэффициент крутизны вискограммы из уравнения Филонова-Рейнольдса [1] оказался линейно аддитивен в отдельных зонах выше и ниже ТНМКП.

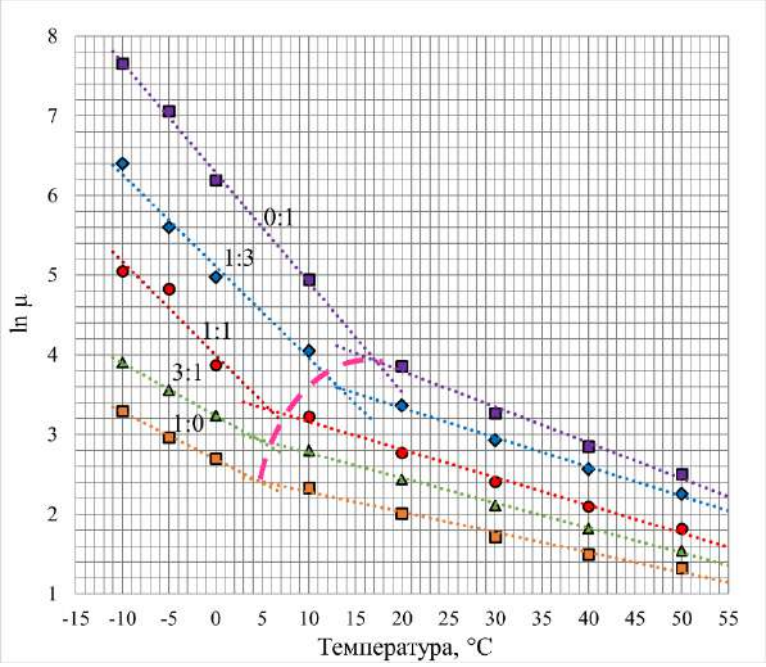


Рисунок 1 – Определение ТНМКП в бинарной смеси при различных концентрациях исходных смешиваемых нефтей

Кроме того, нами был проанализирован характер изменения ТНМКП в зависимости от концентрации данных нефтей. Полученный результат представлен на рисунке 2. Для исследуемых нефтесмесей зависимость ТНМКП от концентрации оказалась нелинейной.

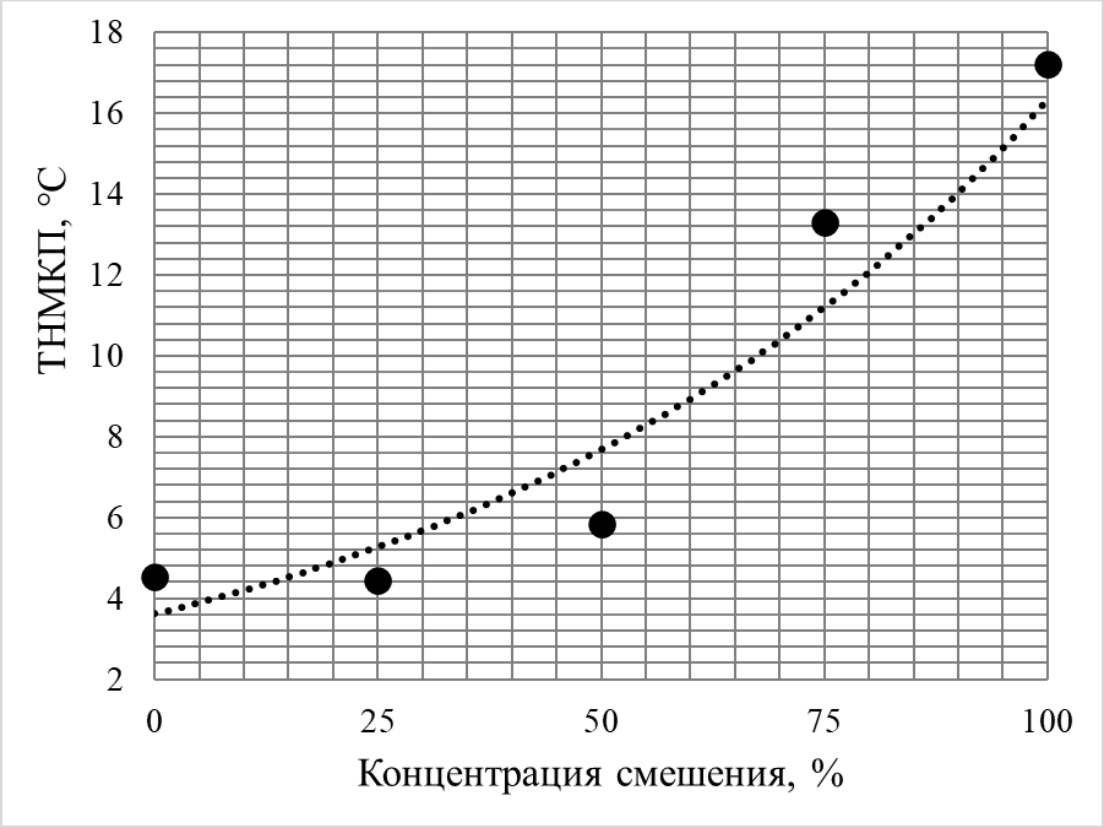


Рисунок 2 – Характер поведения ТНМКП в бинарной смеси нефтей в зависимости от концентрации смешения

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Барабанщикова, Т.А. Об аддитивности коэффициента крутизны вискограммы при смешении нефтей с различными реологическими характеристиками / Т.А. Барабанщикова, Р.Р. Ташбулатов // тез. докл. III Междунар. науч.-техн. конф. молодых учёных (Омск, 21 апр. 2022 г.) / Минобрнауки России, Ом. гос. техн. ун-т; редкол.: Ю. А. Краус (отв. ред.) [и др.]. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2022.– с. 9-11.

УДК 621.643.8

АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБОБЩЕННОГО МЕТОДА ЗОНАЛЬНОЙ ЛОКАЦИИ УТЕЧЕК НЕФТИ ИЗ ТРУБОПРОВОДА

В.В. Бараков[1], И.С. Александров[2]
[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва,
[2]КГТУ, г. Калининград

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является самым распространенным и экономически самым эффективным [1], однако стоит отметить, что у данного вида транспорта существуют недостатки, такие как утечки или несанкционированные врезки [2,3]. Так, например, по итогам 2020 г. ущерб ПАО «Транснефть» от криминальных врезок превысил 600 млн. руб. [4], а точных данных по объемам утечек из магистральных трубопроводов, и, следовательно, связанных с ними экономическим и экологическим потерям вовсе нет, что может еще снизить эффективность трубопроводного транспорта [5].

Вышесказанное говорит о важности рассмотрения и исследования неустановившихся процессов в магистральных нефтепродуктопроводах, а также методов обнаружения утечек, в частности исследование и анализ эффективности метода зональной локации утечек нефти из трубопровода (ЗЛ-метод), сущность которого заключается в определении различных значений распределения давления, полученных на основании скоростей и давлений на концах трубопровода (рисунок 1). Таким образом, целью научной работы является исследование и анализ эффективности метода зональной локации утечек нефти из трубопровода (ЗЛ-метод).

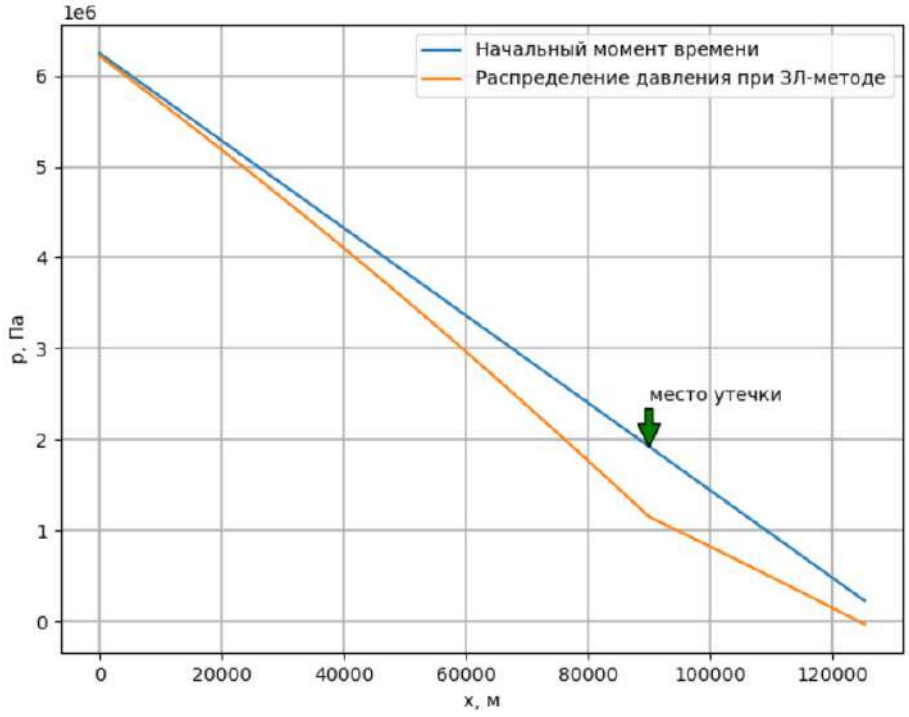


Рисунок 1 – Визуализация моделирования нестационарного процесса на магистральном нефтепроводе в программном комплексе

Анализ эффективности ЗЛ-метода проводился с помощью компьютерного моделирования нестационарного процесса и детектирования и локализации утечки, являющейся его причиной возникновения, реализованном в программном коде на языке программирования Python, написанного автором.

По итогам анализа сделаны выводы о длине участка трубопровода, на котором с помощью данного метода можно обнаружить утечку нефти из него, а также время, за которое это можно сделать. В результате полученных данных сформулированы недостатки рассматриваемого метода, а именно:

1. Достоверно можно обнаружить утечки свыше 1,9% от расхода перекачиваемой жидкости;

2. Первый этап ЗЛ-метода (установление факта наличия утечки) является лимитирующим, что снижает эффективность данного метода [3].

Таким образом, рассмотрен и описан обобщенный метод зональной локации утечек нефти из нефтепровода, проанализирована его эффективность на основе различных рассчитанных метрик.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов / М. В. Лурье, Б. Н. Мастобаев, П. А. Ревель-Муроз, А. Е. Сощенко. – М.: Издательство "Недра", 2019. – 434 с. – ISBN 978-5-8365-0498-4.

2. Barakov, V. V. Investigation of non-stationary processes in an oil pipeline in the event of a leak or criminal tie-in / V. V. Barakov, R. A. Shestakov, I. M. Vanchugov // AIP Conference Proceedings : 2, Krasnoyarsk, 29–31 июля 2021 года. – Krasnoyarsk, 2022. – P. 040002. – DOI 10.1063/5.0092581.

3. Зверев Ф.С. Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводов: дис. … канд. техн. наук: 25.00.19 / Зверев Федор Сергеевич. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 173 с.

4. Ущерб «Транснефти» от криминальных врезок в 2020 г. превысил 600 млн руб. – URL: https://www.transneft.ru/media-center/newspress/publications/ushcherb-transnefti-ot-kriminalnykh-vrezok-v-2020-g-prevysil-600-mln-rub/ (Дата обращения: 30.10.2023).

5. Бараков, В. В. Сравнительный анализ нестационарных процессов в нефтепродуктопроводе при резком и плавном открытии сечения при возникновении утечки или несанкционированной врезки / В. В. Бараков, И. С. Александров, Р. А. Шестаков // Технологии нефти и газа. – 2023. – № 2(145). – С. 59-64.

УДК 621.692.4.004

ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТАБИЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ

Т.И. Безымянников, Е.А. Тигулев, О.А. Насибуллина
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

На всех этапах жизненного цикла нефти, который включает в себя добычу, сбор, транспортировку, хранение и переработку, возникает проблема, связанная с образованием на внутренней поверхности металлоконструкций различного рода отложений. К таким отложениям относятся асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО).

Причиной возникновения АСПО на внутренней поверхности металлоконструкций является изменение термодинамического состояния среды из-за увеличения перенасыщенности раствора. В результате образуется твердый осадок, состоящий из взвешенных частиц органических и неорганических веществ: парафинов, асфальтенов, смол и механических примесей.

В результате эксплуатации нефтепроводов и резервуаров на внутренней поверхности образуется АСПО, которые приводят к уменьшению проходного сечения металлоконструкций и объемов емкостей. По этой причине происходит увеличение потребления электроэнергии, а также возникает необходимость проведения внеплановых работ, связанных с обслуживанием металлоконструкций в межремонтный период.

Существуют различные способы очистки внутренней стенки нефтепроводов и резервуаров от АСПО [1-4]. Классификация способов очистки представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Классификация способов очистки от АСПО

Каждый из способов очистки от АСПО имеет ряд недостатков и преимуществ. Так, одним из распространённых способов является механическое воздействие при помощи скребков или поршней. Главным недостатком данного спо-

соба является риск застревания скребков при скоплении перед ним большого количества АСПО. Производители скребков и поршней решают данную проблему путем модернизации конструкции. Однако высокотехнологичные конструкции скребков и поршней не могут обеспечить высокого качества очистки от АСПО внутренней поверхности металлоконструкции.

К тепловым способам очистки относится термомеханическая обработка с помощью горячих водных растворов и индукционных нагревателей. Тепловые способы основаны на свойстве парафинов расплавляться при температуре более 50^0С. К недостаткам данного способа относится контроль поддержания постоянной температуры теплового агента. В случае недостаточной температуры агента, возникает вероятность повторного образования АСПО.

Химическая промывка является одним из наиболее используемых в промышленности способов очистки от АСПО. Качество данного способа напрямую зависит от активности выбранного реагента, вводимого в среду. Для наиболее эффективной очистки внутренней поверхности от АСПО возможна комбинация способов, например механическая очистка и химическая промывка.

Использование физических методов основано на вибрационном, ультразвуковом, магнитном воздействии на нефтепродукт, что приводит к разрушению структуры углеводородов. Наиболее перспективным физическим методом является ультразвуковое воздействие.

Из всех перечисленных способов очистки внутренней поверхности металлоконструкций от АСПО предпочтительно применять способ ультразвуковой обработки. Преимуществом данного способа является отказ от добавления в моющие растворы поверхностно активных веществ. Отметим, что при ультразвуковой обработке нет необходимости использовать кавитационные насосы, сопельные распылители, пеногенераторы. Задачей последующих исследований является изучение воздействия ультразвуковых излучений на протекание коррозионных процессов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Антипьев, В. И. Определение периодичности очистки нефтепроводов от отложений парафина / В. И. Антипьев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №9. – С. 22-24.
2. Безымянников, Т. И. Моделирование применения ультразвука для очистки от асфальтосмолистых и парафиновых отложений на объектах транспорта и хранения нефти / Т. И. Безымянников, М. В. Павлов, А. Р. Валеев, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 3. – С. 22-26.
3. Гималетдинов, Г. М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах / Г. М. Гималетдинов, Д. М. Саттарова // Нефтегазовое дело, 2006. – С. 11-12.
4. Каримов Р. М. К вопросу о применении химических реагентов для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений / Р. М. Каримов, Е. Ф. Денисов, О. А. Макаренко // Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде: сб. тезисов / редкол.: Р.Н. Бахтизин и др.; под общ. ред. проф. Бахтизина Р.Н. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 314 с.

УДК 622.692.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

П.А. Белоусов
УГНТУ г. Уфа

По данным Ростехнадзора отмечается, что основные угрозы целостности магистрального трубопроводного транспорта являются следствием интенсивного развития коррозионных и стресс-коррозионных процессов. С начала 1990-х годов по настоящее время установлена тенденция увеличения доли аварий на магистральных газопроводах (МГ) по причине стресс-коррозии с 25% до 60%. Несмотря на применение современных методов диагностирования, эксплуатации и ремонта трубопроводов, абсолютное количество аварий снизилось, но стресс-коррозия остается основной причиной, ограничивающей надежность газотранспортных трубопроводных систем [1].

Анализ факторов, влияющих на зарождение и развитие стресс-коррозионного растрескивания показывает, что определяющими причинами КРН являются несплошность наружной поверхности стенки трубопровода, металлургические дефекты производства труб, воздействие напряжений от давления и температуры, расстояние от компрессорной станции, состояние изоляции и катодной защиты и т.п. [2].

Для снижения вероятности развития стресс-коррозии, наиболее эффективными являются превентивные методы, которые сдерживают образование и рост дефектов коррозионного растрескивания под напряжением. Учитывая увеличение срока эксплуатации трубопроводов, этому вопросу уделяется особое внимание [3].

Цель данной работы заключается в совершенствовании методов предотвращения развития стресс-коррозии металла труб длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов. Для достижения этой цели проводится комплексный анализ факторов, инициирующих стресс-коррозионное растрескивание, на основании которого предлагается комплекс практических мероприятий, обеспечивающих успешную борьбу с этой проблемой, а также рассчитывается остаточный ресурс участка газопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Велиюлин, И.И. Анализ причин разрушения газопроводных труб большого диаметра в различных регионах России [Текст]: монография / И.И Велиюлин, С.А. Лубенский, Э.И. Велиюлин, А.Д. Решетников. – М.: МАКС Пресс, 2012. – 232 с.
2. Повышение безопасности эксплуатации газонефтепроводов в условиях коррозионно-механических воздействий / А.Г. Гареев, М.В. Чучкалов, П.В. Климов и др. .– СПб.: ООО «Недра», 2012 .– 220 с.
3. Климов, П.В. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на примере магистральных газопроводов Средняя Азия-Центр / П.В. Климов, К.М. Гумеров, Р.Н. Кунафин – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 228 с.

УДК 622.691:622.692

АЛГОРИТМ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТНЫХ ПРОБОК В ГЛУБОКОВОДНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

О.В. Бочарниковс, Н.Н. Голунов
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Рассматривается алгоритм расчета движения жидкостных пробок для предпусковой очистки и осушки глубоководных участков магистральных газопроводов. Характерной особенностью таких газопроводов является квазипостоянная низкая температура, большая протяженность $0 \le x \le 960 \div 980$ км и сложный профиль участка с большими перепадами высот $-2300 \le z \le 0$ м. Кроме того, движение жидкостных пробок в глубоководных газопроводах обеспечивается сжатым воздухом под высоким давлением, достигающим 80 *атм*. Воздух нагнетается в трубопровод специальными бустерами, расположенными в начальном сечении $x = 0$, а выходит через конец трубопровода $x = L$. Разрабатываемая теория и алгоритм расчета должны обеспечивать нахождение распределения давления $p(x,t)$ и скорости $\upsilon(x,t)$ воздуха в любом сечении x газопровода в любой момент t времени, а также координаты $l_i(t)$ и скорости $U_i = dl_i/dt = \dot{l}_i$ начала i-й пробки. Все расчеты выполняются в системе СИ (*кг, м, с, Па, Дж, градус К* и т.п.).

На рисунке 1 представлен фрагмент рассматриваемого газопровода с находящейся в нем жидкостной пробкой, ограниченной по концам жесткими поршнями. Задний торец (фронт) пробки имеет координату $x_н = l(t)$. Передний торец пробки имеет координату $x_к = l(t) + b$, где b – длина пробки.

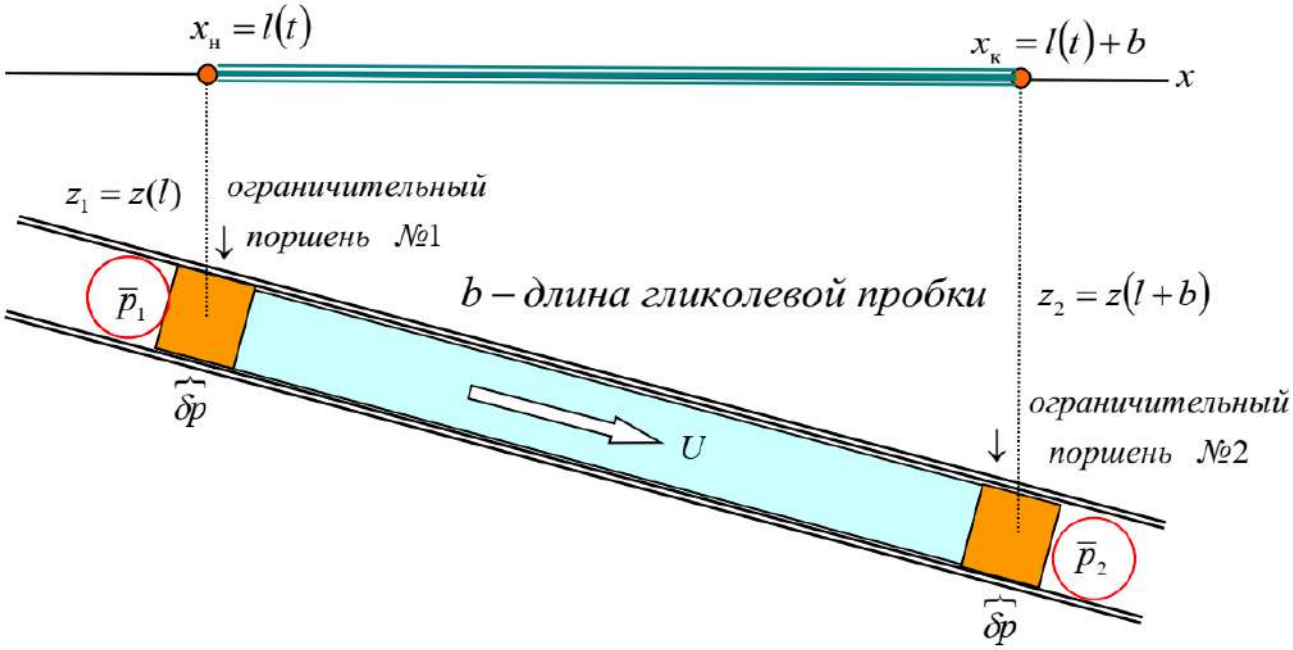


Рисунок 1 - Схема жидкостной пробки в трубопроводе

Моделирование движения нефти и газа в магистральных трубопроводах представлено нестационарным расчетом. Расчет нестационарных, или же неустановившихся, процессов в трубопроводе осуществляется на базе дифференциаль-

ных уравнений в частных производных, учитывающих изменение расчетных параметров не только вдоль координаты, но и во времени. Это в особенности характерно для быстроизменяющихся процессов, например: изменение давления или расхода газа у поставщика/потребителя, возникновение нештатных ситуаций, движение внутритрубных снарядов и др.

Жидкостная пробка представляет собой систему из двух ограничительных поршней, заполненных гликолем или метанолом. Поршень приводится в движение газом (сжатый сухой воздух или азот) за счет обеспечения перепада давления. Следовательно, при моделировании движения снаряда необходимо также учесть следующие законы сохранения: массы потока (уравнение неразрывности) и количества движения (импульса) [1]:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial p(x,t)}{\partial t} + \rho_{\text{г}} c^2 \dfrac{\partial \upsilon(x,t)}{\partial x} = 0, \\ \rho_{\text{г}} \dfrac{\partial \upsilon(x,t)}{\partial t} + \dfrac{\partial p(x,t)}{\partial x} = -\lambda_{\text{г}} \dfrac{1}{d} \dfrac{\rho_{\text{г}} \upsilon^2}{2} - \rho_{\text{г}} g \dfrac{dz}{dx}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\rho_{\text{г}} = p(x,t)/(ZR_{\text{г}}T)$ – плотность воздуха ($кг/м^3$) при давлении $p(x,t)$; $\upsilon(x,t)$ – скорость течения воздуха; $R_{\text{г}}$ $Дж/(кг \cdot К)$ – газовая постоянная; T – абсолютная температура воздуха, K; Z – коэффициент сверхсжимаемости; $c(м/с)$ – скорость звука в воздухе; $\lambda_{\text{г}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления; $dz/dx = \sin\alpha(x)$ – угол наклона оси трубопровода к горизонту.

Данная система уравнений решается методом характеристик, сводящему решение модели с распределенными параметрами к модели с сосредоточенными параметрами. Для этого участок газопровода разбивается на прямоугольную «сетку» с шагом по координате (длине трубопровода) *dx* и с шагом во времени *dt* (время моделирование процесса). Однако для расчета движения жидкостной пробки необходимо также найти скорость движения снаряда. Для этого используется уравнение Бернулли с инерционными потерями, примененное к жидкости, находящейся между поршнями.

Математическая модель движения жидкостной пробки в глубоководном участке магистральных газопроводов за счет максимального соответствия реальному процессу позволяет определить параметры газа, координату и скорость поршней и оптимальный объем гликоля.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012.– 456 с.

2. Лопатин А.С. Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов: учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 «Нефтегазовое дело». – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 185 с.

УДК 622.692.4.053

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УДАЛЕННОГО КОНТРОЛЯ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.Р. Валеев, Б.Г. Харрасов, Л.И. Гумерова
УГНТУ, г. Уфа

Диагностика и оценка остаточного ресурса промышленного оборудования является важной задачей во многих отраслях, в том числе и в нефтегазовой.

Авторы разрабатывают систему удаленного контроля и технической диагностики промышленного оборудования (Рисунок 1), которая направлена на проведение удаленного контроля, мониторинга и предиктивной диагностики промышленного оборудования. Обслуживающий персонал должен иметь возможность оперативной круглосуточной удаленной проверки состояния контролируемого оборудования посредством средств мобильной связи.

Ключевая особенность системы – это возможность реализации на большом количестве оборудования благодарю снижению затрат на блоки мониторинга и централизацию обработки данных. Предложенная реализация блоков мониторинга основывается на использовании доступных контроллеров со встроенным Wifi-модулем, что минимизирует их стоимость.

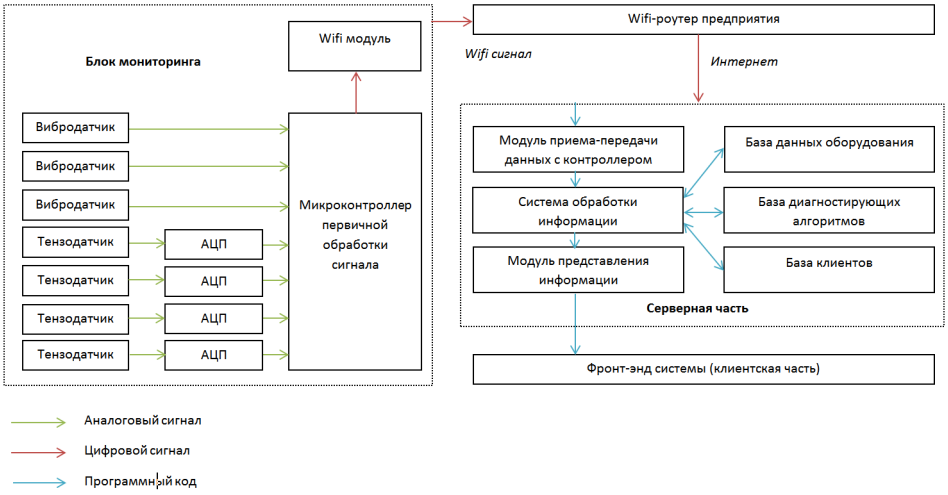


Рисунок 1 – Общая структурная схема разрабатываемой системы

Централизация обработки данных позволяет перенести вычислительные мощности для анализа состояния оборудования с компьютеров и контроллеров, расположенных у оборудования, на выделенные сервера, где можно обеспечивать использование мощностей более плавно и рационально, что также значительно снижает себестоимость проведения удаленного контроля и технической диагностики промышленного оборудования.

Клиентская часть для управления контроллеров и анализа данных выполнена в виде сервиса в интернете, которому имеется круглосуточный доступ. Клиентская часть создана таким образом, чтобы можно было настраивать работу контроллеров для разнообразных нужд.

УДК 665.662.3

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ АВИАЦИННОГО ТИПА ПОСРЕДСТВОМ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОКСОВАНИЯ МАСЛА В ОПОРАХ ТУРБИНЫ

С.Р. Валиев, М.А. Иляева
УГНТУ, г. Уфа

При эксплуатации двигателя АЛ-31СТ сталкиваются с такой проблемой, как перегрев масла, что приводит к уменьшению эффективности, повышенному расходу и снижения ресурса работы агрегата в целом.

Существует множество способов повышения надежности газотурбинного двигателя в газоперекачивающем агрегате. При анализе статистических данных, по случаям коксования масла на объектах ООО «Газпром трансгаз Уфа», использование масла, с повышенной устойчивостью к воздействию высоких температур показало наиболее высокую ресурсоэффективность.

В системах смазки газотурбинных двигателей авиационного типа пятого поколения, в связи с повышенным уровнем теплонапряженности, в основном применяют масло «Петрим» по ТУ 38.401-58245–99. Изначально предполагалось применение авиационного масла ИПМ-10 по ТУ 38.1011299–2006, но в период с 1993 по 1998 г. в России производство авиационного масла ИПМ-10 было прекращено по ряду технических и экономических причин. Именно тогда проводились работы по разработке масла «Петрим» с целью замены дорогого и дефицитного масла ИПМ-10 в приводах авиационного типа, используемых в ГПА [1].

В ходе эксплуатации были зафиксированы случаи повышенного образования нагара на элементах маслосистемы, нагревающихся до высоких температур, в связи с чем можно сделать вывод, что уровень термоокислительной стабильности масла «Петрим», гарантирующий эксплуатацию при 175 ºС, находится на пределе возможностей.

В качестве выхода было предложено использовать синтетическое масло на основе сложных эфиров ВНИИ НП 50-1-4у Турбо СХТ-32, выпускаемое по ТУ 38.401-58-12–91, которое является улучшенной маркой масла ВНИИ НП 50-1-4у. Основные физико-химические и эксплуатационные показатели этого масла приведены в таблице 1 в сравнении с маслами ИПМ-10 и «Петрим».

Таблица 1 — Физико-химические и эксплуатационные показатели эфирного масла ВНИИ НП 50-1-4у Турбо СХТ-32 в сравнении с маслами ИПМ-10, «Петрим» и ВНИИ НП 50-1-4у

Показатель	Наименование масла			
	ИПМ-10	«Петрим»	ВНИИ НП 50-1-4у	ВНИИ НП 50-1-4у Турбо СХТ-32
Вязкость кинематическая, мм^2/с при 100 ºС	3,50	3,65	3,2	3,27
Температура застывания, ºС	60	-64	-60	-60
Температура вспышки в открытом тигле, ºС	208	198	204	235

Сравнение показателей термоокислительной стабильности представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели ТОС при 200 ºС в течение 50 часов (расход воздуха 10 л/ч)

Показатель	Наименование масла		
	ИМП-10	«Петрим»	ВНИИ НП 50-1-4у Турбо СХТ-32
Вязкость кинематическая при 100 ºС, мм^2/с	5,781	4,56	3,38
Прирост кинематической вязкости после окисления, %	65,18	18,00	3,10
Кислотное число, мг КОН/г	5,56	2,91	1,72
Массовая доля осадка, %	0,017	1,12	0,012

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мухин А.А. Особенности эксплуатации эфирного масла ВНИИ НП 50-1-4у турбо СХТ-32 в маслосистемах газоперекачивающих агрегатов ПАО «Газпром» / А.А. Мухин, С.Ю. Поляков, А.Е. Скрябина, В.К. Фадеев // Газовая промышленность. 2015. № 6. С. 42–47

2. Руководство по эксплуатации двигателя АЛ-31СТН – 60. РЭ-1. В 4-х кн. Кн. 2. Инструкция по техническому обслуживанию двигателя АЛ–31СТН. М.: ОАО «НПО» Сатурн» НТЦ им. А. Люльки, 2005. 184 с

УДК 621.643.8

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК

И.М. Ванчугов, Р.А. Шестаков
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Протяженность трубопроводных систем в Российской Федерации исчисляется десятками тысяч километров. Выбор компаний в пользу трубопроводного транспорта обусловлен достаточно экономичностью, динамичностью и, что не маловажно, экологичностью данного вида транспорта. Однако трубопроводная транспортировка имеет и ряд существенных недостатков: основная смысл которых заключается в возможном негативном влиянии на качество и количество транспортируемого продукта или сырья [1-2].

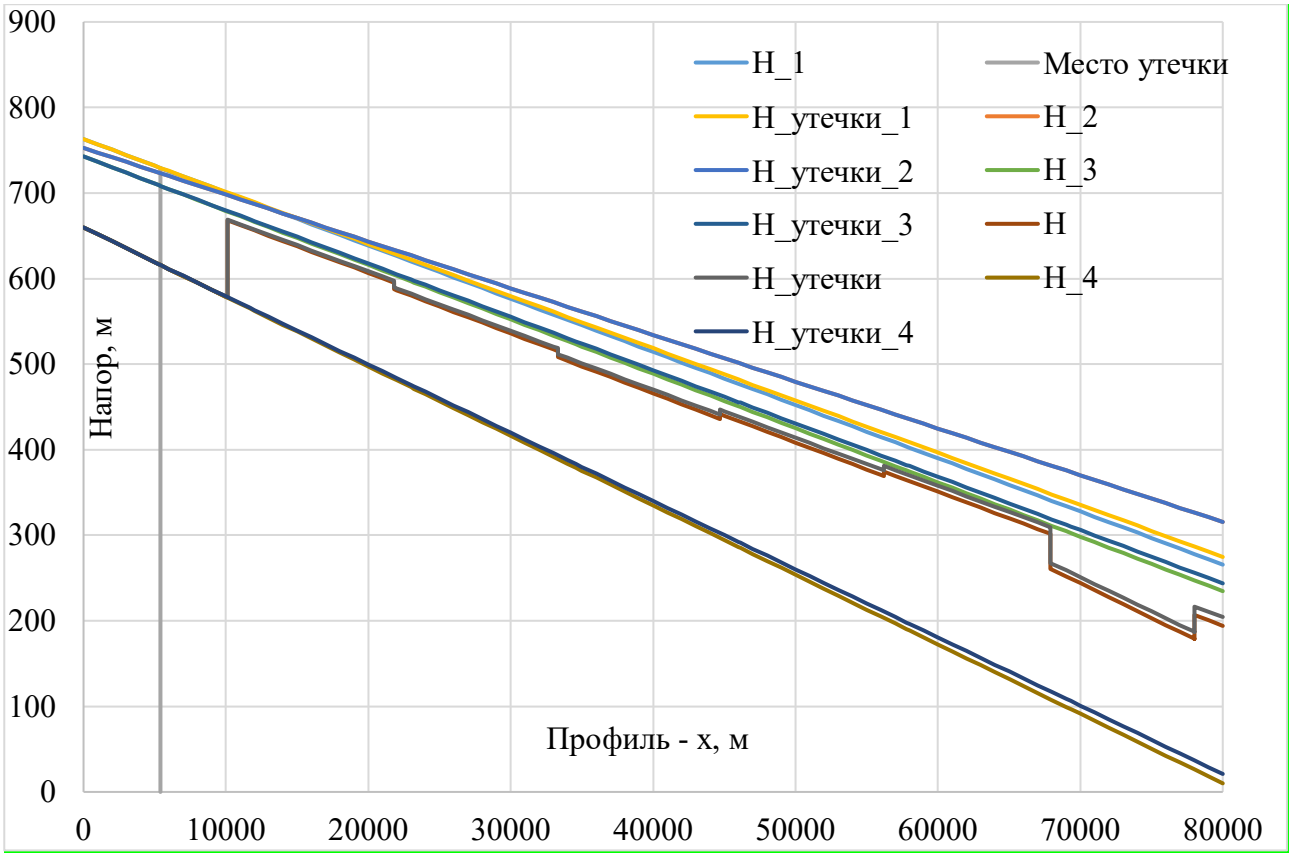


Рисунок 1 – График напора для перекачки нескольких продуктов при наличии и отсутствии утечки и общий график гидравлического уклона нефтепродуктопровода

В ходе выполнения научно-исследовательской работы был разработан программный комплекс, позволяющий производить моделирование работы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и, как следствие, моделировать эксплуата-

ционные гидромеханические и термодинамические процессы, в том числе исследовать наличие вставок и различных отклонений геометрической формы трубопровода [3], а также неизотермические факторы на процессы образования смесей на технологические параметры магистрального нефтепродуктопровода при последовательной перекачке прямым контактированием светлых нефтепродуктов [4].

Примерами применения разработанной математической модели и программного комплекса являются возможность определения наличия и местоположения утечек при перекачке нефти и нефтепродуктов. Графическая интерпретация показана на рисунке 1.

В ходе численного моделирования было выявлено, что учет вышеописанных факторов на объем образующейся при последовательной перекачке смеси помогает более точно определять местоположение утечки, что в свою очередь повышает технологическую надежность и энергоэффективность трубопроводного транспорта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Влияние ответвления на режим перекачки нефти по трубопроводу // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. № 2(275). С. 33-42.
2. Zhou X., Zhang H., Xin S., Yan Y., Long Y., Yuan M., Liang Y. Future scenario of China's downstream oil supply chain: Low carbon-oriented optimization for the design of planned multi-product pipelines // Journal of Cleaner Production. 2020. Vol. 244. P. 118866. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118866
3. Shestakov R.A., Vanchugov I.M. Influence of multiproduct pipeline telescopicity design on the process of mixing during sequential pumping // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. 2022. Vol. 3. No б/н. DOI 10.1016/j.jksues.2022.05.002.
4. Vanchugov I.M., Shestakov R.A. Influence of accounting for thermodynamic processes on the processes of mixture formation during sequential pumping of petroleum products // Oil and Gas Science and Technology. 2021. Vol. 76. P. 76. DOI 10.2516/ogst/2020100.

УДК 622.691.4

АНАЛИЗ АКТУАЛЬНОСТИ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОТКАЗНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

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

Проблема обеспечения надежности и безотказности газопроводов актуальна, поскольку сохраняются инциденты и аварии при эксплуатации ЛЧ МГ, средний возраст которой около 30 лет и более.

Способствовать повышению эксплуатационной надежности газотранспортной системы и снижению числа отказов можно путем развития действующих отраслевых нормативных документов, используемых при проведении экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ). В настоящее время ЭПБ выполняется в соответствии с требованиями федеральных нормативных документов: ФЗ-116, ФНиП, утвержденные приказами Ростехнадзора №420 от 20.10.2020, №517 от 11.12.2020, №478 от 01.12.2020. Основным отраслевым документом, регламентирующим методику продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов, в системе ПАО «Газпром» является [1], в приложении «К» которого упоминается про старение свойств сталей, механизм деградации и накопление усталостных повреждений для трещиноподобных дефектов и стресс-коррозии.

На практике встречаются аварии на газопроводах, причинами которых послужило развитие нетрещиноподобных дефектов сварного шва, например, поры. Допустимые по нормам дефекты, которые остаются на «втором» плане, как в сварных швах, зоне термического влияния, так и в основном металле трубы постоянно развиваются, накапливая микропластические деформации в местах несовершенства структуры металла и в местах локализации пластических деформаций в зоне сварного соединения, что в результате приводит к деградации механических свойств и образованию усталостных трещин [2].

В настоящее время расчет малоцикловой долговечности сварных швов с нетрещиноподобными дефектами осуществляется по модели Коффина-Мэнсона

[1]. Фактический расчет остаточного ресурса может быть осуществлен только при остановке действующего газопровода и проведении разрушающих методов контроля. Поэтому при проведении плановых ремонтных или аварийно-восстановительных работ допускается использовать образцы с этого участка труб для определения фактических механических свойств с учетом срока эксплуатации всего газопровода. Такие исходные данные для выполнения расчета остаточного ресурса будут обладать погрешностью, связанной с тем, что на всем протяжении газопровода могут сохраняться разными изгиб труб, дефектность и напряженно-деформированное состояние в сравнении с ремонтируемым участком. И все же такой подход к расчету будет иметь большую достоверность, чем расчет по данным сертификатов сталей заводов-изготовителей.

Запланировано экспериментальное исследование для полученного темплета газопровода, срок службы которого составил 38 лет. Анализ будущих результатов позволит установить зависимости параметров пластичности в модели Коффина-Мэнсона от срока эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-3.5-252-2008 Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром». – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 105 с.
2. Гумеров К.М., Гумеров А.К., Бахтизин Р.Н., Мастобаев Б.Н. Старение и деградация металла трубопроводов при длительной эксплуатации. Методы контроля. Том 1. – Уфа, Книгапринт, 2023. – 408 с.

УДК 697.9

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОГО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Д. Выдренков, М.Ю. Земенкова, Е.Л. Чижевская
ТИУ, г. Тюмень

Промысловые трубопроводы являются важным звеном в системе транспорта углеводородов. При эксплуатации такие трубопроводы подвержены множеству негативных факторов влияния, в том числе и эрозионно-коррозионному воздействию, которое способно изменять свою интенсивность по мере разработки месторождения. Известны методики для определения остаточного ресурса трубопроводов, направленные на повышение надежности и минимизацию рисков от возникновения аварийной ситуации. Однако, действующие отраслевые стандарты по определению остаточного ресурса консервативны в расширении баз данных и не включают себя множество факторов влияния, которые могут оказать существенное влияние в развитие аварийных ситуаций на самых различных этапах развития техногенных событий.

Инженерно-технические возможности средств диагностирования ограничены конструктивными особенностями трубопроводов, свойствами транспортируемых сред и условиями прохождения трасс. Комплексный подход при прогнозировании остаточного ресурса реализуем применением средств интеллектуального анализа данных.

Для интеллектуального анализа данных авторами предложен комплекс алгоритмов. В качестве примера, приведем алгоритм, основанный на технологиях машинного обучения, способный расширить перечень факторов влияния и повысить точность определения остаточного ресурса. Алгоритм основан на формировании универсальных баз данных, а также обучения прогнозной модели с последующим определением остаточного ресурса. Для построения модели была разработана система факторов влияния, которые можно разделить на 3 группы, представленных на рисунке 1.

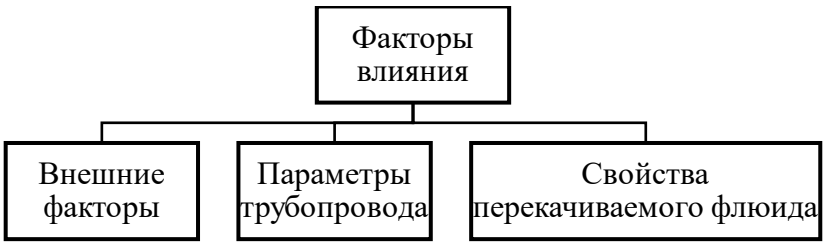


Рисунок 1 – Группы факторов влияния на остаточный ресурс трубопровода

Методика анализа данных основана на алгоритме кластеризации, который включает в себя 3 блока:

1. Обработка баз данных (например, нормализация, которая предусматривает преобразование данных в формат, «понятный» нейросети). Предобработка выполняется с целью улучшения производительности моделей машинного обучения и облегчения процесса обучения.

2. Кластеризация K-means – разделение набора данных на кластеры таким образом, чтобы объекты внутри одного кластера были похожи друг на друга, а объекты из разных кластеров были различны.

3. Выброс данных – исключение из массива некачественных данных (например, неправильно замеренную толщину стенки).

После того, как данные обработаны, выполняется обучение самой модели. Если оно строится на алгоритмах градиентного бустинга, а именно на наложенных друг на друга множества деревьев решений, которые отвечают на вопросы согласно загруженной в модель выборке, может быть применен стекинг данных для уточнения самой модели.

Предложенный алгоритм анализа данных апробирован на массивах реальных баз данных. Для примера, сравнительные оценки производились на уже выбывшем из эксплуатации участке газопровода, где красный – действующий отраслевой стандарт, желтый – фактический срок эксплуатации, зеленый – разработанная прогнозная модель (рисунок 2).

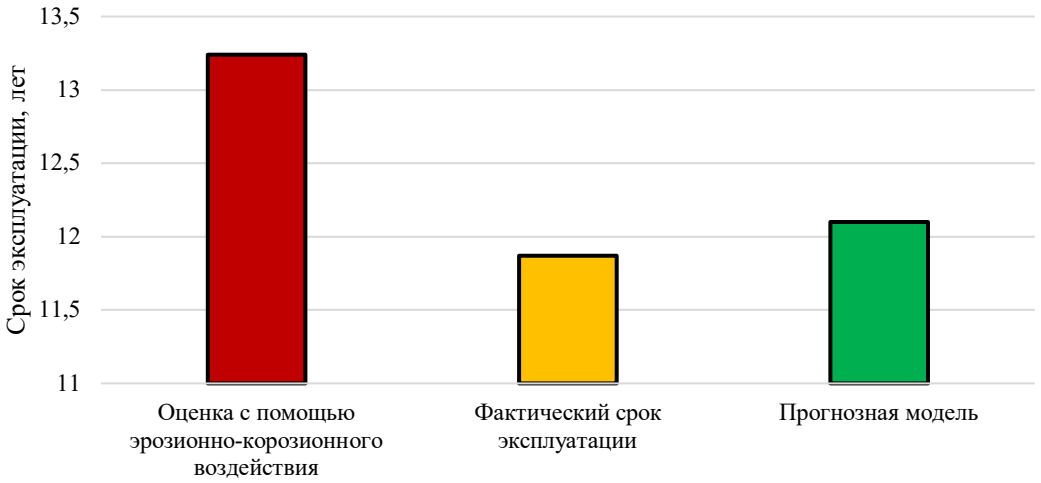


Рисунок 2 – Сравнение методов расчета остаточного ресурса трубопроводов

Разница между отраслевым стандартом и фактом – 12%, для предложенной прогнозной модели разница составляет 2%. Предложенная методика позволяет осуществлять более точные прогнозы и может быть интегрирована в системы нефтегазовых компаний для повышения надежности объектов транспорта как промысловых, так и магистральных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Real time intelligent technological control of reliability and efficiency in the systems of carbon transportation // Zemenkova M., Alexandrov M., Zemenkov Y., Gladenko A. / В сборнике: AIP Conference Proceedings. – 2019. – 050021. DOI: 10.1063/1.5122164.

2. Manan, A.; Kamal, K.; Ratlamwala, T.A.H.; Sheikh, M.F.; Abro, A.G.; Zafar, T. Failure, classification in natural gas pipelines using artificial intelligence // Energy Reports 7 – 2021 – P. 7640 – 7647

3. Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г. Повышение ресурса нефтепроводов / Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г. – Текст: непосредственный // М.: Недра. - 2000. – 494 с.

УДК 622.692

ТЕХНОЛОГИИ МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЯГКИХ ОБОЛОЧЕК В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев
УГНТУ, г. Уфа

По результатам проведенных испытаний на модельных емкостях было обоснованно применение мягких оболочек в нефтяных резервуарах, для сокращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов [1]. Была определена область рационального применения, обосновано использование мягких оболочек в резервуарах емкостью менее 5000м^3, как более выгодное средство чем понтон. При этом возникали вопросы технологии монтажа и эксплуатации данных резервуаров. С целью демонстрации устройства резервуара с мягкой оболочкой [2] была построена трехмерная модель, показанная на рисунках 1,2.

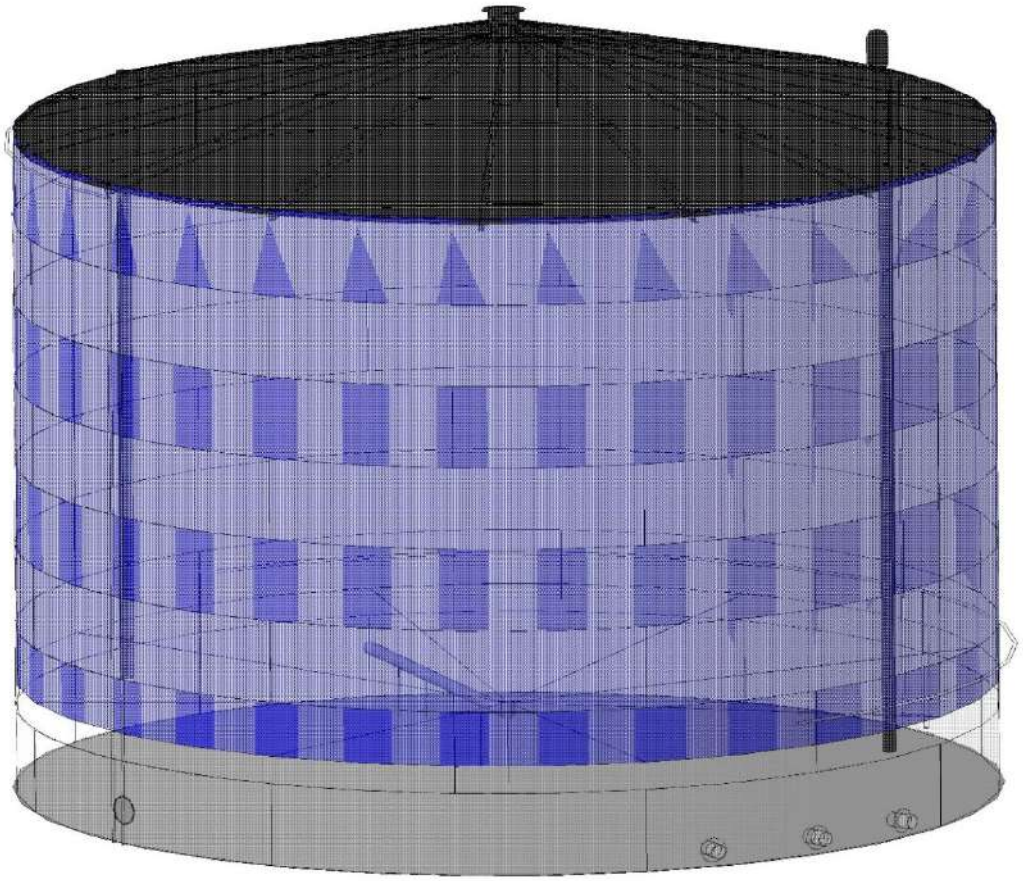


Рисунок 1 – Вид резервуара с мягкой оболочкой со стороны приемо-раздаточных патрубков
*стенка резервуара и мягкая оболочка для наглядности показаны прозрачными

Монтаж оболочки предлагается осуществлять путем её протаскивания через монтажный люк-лаз. Необходимо перетащить в центральную часть резервуара верхнюю часть оболочки.

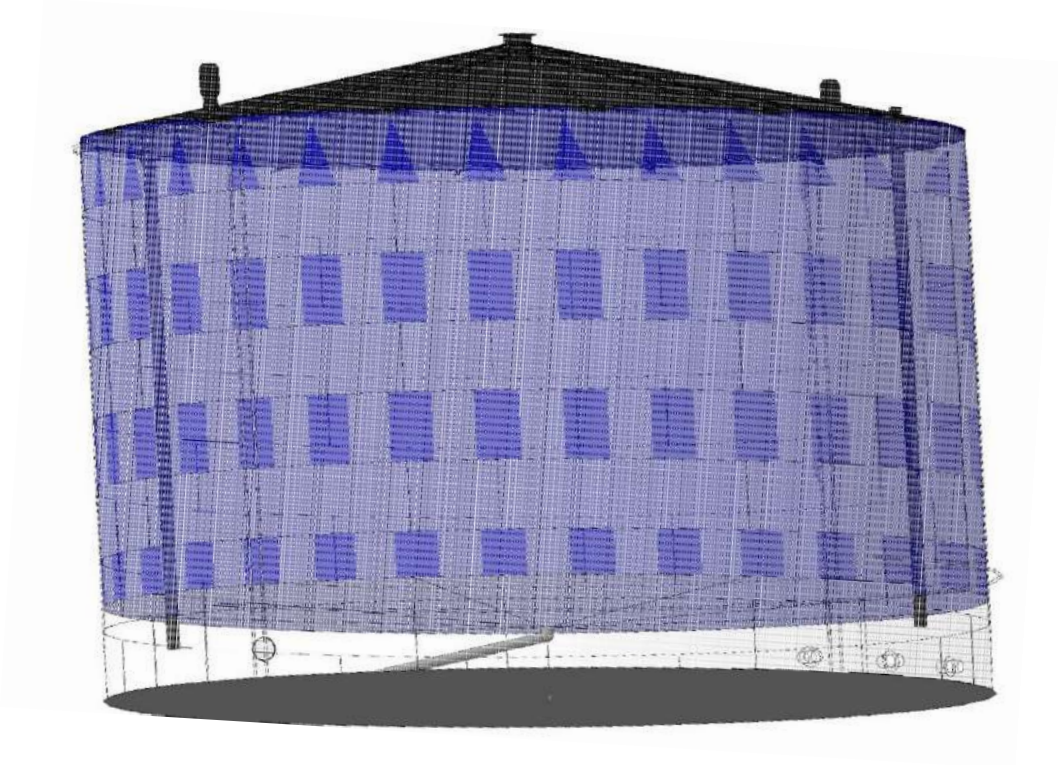


Рисунок 2 – Вид резервуара с мягкой оболочкой с обратной стороны
*стенка резервуара и мягкая оболочка для наглядности показаны прозрачными

Далее через люк в центральной части крыши подаётся крюк грузоподъемного крана. Оболочка поднимается краном при этом остальное полотнище должно плавно подаваться через люк-лаз. После протаскивания верхней части оболочки через люк на крыше она крепится на центральный монтажный патрубок, затем по периметру под кровлей оболочка при помощи карабинов закрепляется в заранее подготовленные отверстия на швеллерах стропил, либо каркас крыши, в зависимости от типа применяемой крыши.

Оболочку предлагается изготавливать с вогнутыми проемами под трубу пробоотборника и уровнемера. Тем самым обеспечивается применение уровнемера и пробоотборника, что в свою очередь позволяет производить отбор проб по ГОСТ 2517 и дистанционно контролировать уровень налива в резервуаре, также предотвращается вращение оболочки в резервуаре. Крепление нижней части оболочки обеспечивается на патрубок для удаления конденсата. Герметичность оболочки контролируется при помощи газоанализатора в верхней части, который при нарушении герметичности зафиксирует пары нефтепродукта исходящие из полости оболочки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Применение мягких оболочек внутри резервуара для предотвращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 39–44
2. Патент РФ № 202016 U1 МПК B65D 88/54 (2006.01), B65D 90/00 (2006.01) Емкость для хранения нефти и нефтепродуктов / Габдинуров Р.Р., Гареев М.М. Опубл.: 27.01.2021. Бюл. № 3.

УДК 62-9

О ВЛИЯНИИ РЯДА ФАКТОРОВ НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА

А.А. Галимов[1], Д.Е. Бугай [2], А.И. Асадуллин[1]
1 – ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа
2 – УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время в ПАО «Газпром» находится в эксплуатации более 4 тыс. газораспределительных станций (ГРС) [1]. Для нагрева и автоматического поддержания температуры газа перед дросселированием в узлах предотвращения гидратообразования используются подогреватели (ПГ) типа ПТПГ и ГПМ-ПТПГ (ПТПГ).

Условия эксплуатации ПГ определяются режимами работы станции:

– расходом технологического (нагреваемого) газа через ГРС;

– давлением технологического газа на входе ГРС;

– необходимым давлением и температурой технологического газа на выходе ГРС.

Установлено, что имеет место существенное отличие в загрузке и режимах работы ПГ на различных объектах и в разные периоды времени. При этом тепловая загрузка ПГ при одинаковом расходе нагреваемого газа может существенно отличаться вследствие перепада температур в ПГ.

Анализ работы ПГ проводили по двум режимам работы ГРС - со среднегодовым и пиковым расходом газа. Показано, что в обоих случаях наблюдается низкая загрузка ПГ. На ПГ типа ПТПГ установлены ступенчатые горелки, режим «малое горение» которых настраивается на 20-30 % номинальной мощности [2]. При тепловой загрузке ниже данного диапазона отмечается частое переключение ПГ с основной горелки на запальную и обратно.

Удельное число отказов ПГ выше, чем по остальному оборудованию ГРС [3]. Большая часть отказов ПГ связана с потерей герметичности теплогенератора и утечкой промежуточного теплоносителя через сварные стыки дымогарных труб и трубной доски, а также засорением, деформацией или отсутствием розжига основной и запальной горелок, проскоками пламени, деформацией и выгоранием стабилизатора пламени, дефектами пламенной головы, неисправностью датчиков и блоков автоматики безопасности и регулирования. Реже отказы происходят из-за утонения элементов теплообменника нагреваемого газа, износа элементов трубопроводной арматуры, дефектов фундамента и дымовой трубы.

На рисунке 1 представлено распределение часто встречающихся отказов ПТПГ по сроку эксплуатации.



Рисунок 1 – Распределение отказов ПТПГ по сроку эксплуатации

Можно отметить следующее:

– при проведении пуско-наладочных работ (ПНР) и в первые годы эксплуатации оборудования чаще выявляются отказы автоматики. В дальнейшем эта тенденция снижается в связи с моральным и физическим износом узлов и агрегатов;

– отказы горелочных устройств регулярно выявляются в первой половине паспортного срока службы ПТПГ. Рост количества отказов в третий год эксплуатации можно объяснить проведением первых периодических режимно-наладочных испытаний после ПНР;

– на протяжении всего паспортного срока службы ПТПГ выявляются отказы теплогенератора, причем их частота возрастает в первые 10 лет эксплуатации, а затем снижается.

В настоящее время актуальной проблемой при эксплуатации ПТПГ является потеря герметичности теплогенератора, связанная с образованием трещин в сварных соединениях дымогарных труб и трубных досок, причины которого однозначно не установлены. В связи с этим планируется проведение исследований, направленных на определение причин деградации и разрушения сталей ПГ и разработку мероприятий по их предупреждению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дистанов Р.Ю., Посмак М.П., Лигачев А.В. Перспективы развития газораспределительных станций ПАО «Газпром» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 12. С. 34–38.
2. Подогреватели топливного и пускового газа ГПМ-ПТПГ. Программа и методика пусконаладочных и режимно-наладочных работ.
3. Д.Н. Лисенков. Анализ надежности узлов газораспределительной станции методом статистики отказов // Вестник Магистратуры. 2019. № 2–1 (89). С. 17–19.

УДК 622.691.4

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА ЛОКАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Р.Н. Гарипова, С.В. Китаев
УГНТУ, г. Уфа

Протяженность магистральных газопроводов (МГ), эксплуатируемых ПАО «Газпром» составляет более 170 тыс.км. В условиях длительной эксплуатации на МГ появляются дефекты, требующие их устранения. Дефекты выявляются при проведении внутритрубной диагностики (ВТД), производимой с периодичностью – 1 раз в пять лет.

Как правило, ремонты осуществляются путем замены катушки с дефектом на отключенных и освобожденных от газа участках [1]. Основным недостатком данного метода являются потери природного газа при стравливании и продувках отключаемого участка МГ [2].

Существуют также альтернативные методы ремонта МГ– установка полноохватывающих стальных муфт, ремонт с применением технологии врезки под давлением (TD Williamson), позволяющий избежать отключения участка и потерь газа на стравливание и продувки [3].

В статье приведены результаты разработки метода поддержки принятия решения при выборе наилучшего метода ремонта в зависимости от типа дефекта.

Для разработки способа применен метод анализа иерархий (МАИ) [4]. Метод позволяет учитывать информацию не только количественного типа, но и качественного, такую как «лучше» или «хуже», «значительно лучше» и т.п. Благодаря специально введенным баллам и шкалам качественная оценка переводится на количественную, что позволяет унифицировать поступающую информацию.

Этапы практической реализации процедур МАИ представлены на рисунке 1.

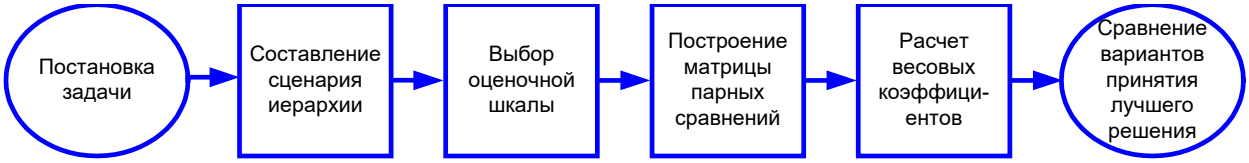


Рисунок 1 – Алгоритм реализации метода анализа иерархий

Целевыми показателя являлись – время проведения ремонта, затраты на ремонт, качество ремонта, затраты ресурсов, экологичность.

Для сравнений использовалась 9-ти бальная шкала степени важности Саати: 1 – равноценность; 3 – умеренное превосходство; 5 – сильное превосходство; 7 – очень сильное превосходство; 9 – высшее (крайнее) превосходство.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гадельшина А.Р. Современное состояние и перспективы развития технологий ресурсосбережения ПАО «Газпром» / А.Р. Гадельшина, С.В. Китаев, А.Р. Галикеев // Территория нефтегаз. – 2015. – № 12.
2. Китаев, С.В. Выбор схем компоновки газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях методом анализа иерархий/С.В. Китаев, Р.Р. Фарухшина, О. В. Смородова// Нефтегазовое дело. – 2017. – №1. – С.128 – 132.

УДК: 622.276.53

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

А.А. Гарифуллин, Р.М. Каримов
УГНТУ, г. Уфа

Нефтедобывающая индустрия России сталкивается с вызовами, связанными с увеличением нефтеотдачи месторождений и эффективной добычей остаточной нефти. Однако водогазовое воздействие (ВГВ) с использованием Углекислого газа (CO_2) попутного нефтяного газа (ПНГ) как метода EOR получило недостаточное распространение из-за ограничений в доступной технике и технологии для подготовки и закачки водогазовой смеси в пласт [1].

В данной работе предлагается решение этой проблемы - использование насосно-эжекторных систем для ВГВ. Насосно-эжекторные системы представляют собой эффективное и надежное оборудование, способное готовить водогазовую смесь на поверхности и закачивать её в нагнетательные скважины в широком диапазоне расходов и давлений [2,3]. Принцип работы насосно-эжекторных систем основан на применении закона сохранения массы и закона Бернулли. Газ (CO_2, ПНГ) и жидкость (вода), которые будут использоваться для создания водогазовой смеси, подготавливаются на поверхности месторождения. Газ поступает в эжектор, где он ускоряется, создавая зону сниженного давления, приводящая к тому, что жидкость из водозаборной скважины или подготовленная подтоварная вода под действием этого низкого давления втягивается в систему и смешивается с ускоренным газом. Это создает водогазовую смесь. Сформированная водогазовая смесь под действием давления в системе направляется в нагнетательную скважину и далее в пласт. Этот процесс увеличивает давление в пласте и способствует выталкиванию нефти из порового пространства пласта, увеличивая нефтеотдачу. В результате насосно-эжекторная система обеспечивает устойчивую и контролируемую подачу водогазовой смеси в пласт, а также может успешно эксплуатироваться в промысловых условиях российских месторождений, что делает ее эффективным для проведения водогазового воздействия и увеличения нефтеотдачи на месторождениях.

Для оптимизации ВГВ на пласт с использованием насосно-эжекторных систем рекомендуется рассмотреть следующие способы:

1. В настоящее время часть попутного нефтяного газа сжигается на факеле после первой ступени сепарации. Для оптимизации технологии рекомендуется использовать попутный нефтяный газ не только после первой ступени, но и по-

сле второй и концевой ступеней сепарации. Это позволит увеличить газосодержание водогазовой смеси, что может значительно повысить эффективность водогазового воздействия на пласт;

2. Как известно, эффективность водогазового воздействия во многом зависит от степени устойчивости водогазовых смесей. С целью повышения эффективности рекомендуется при помощи добавления рациональных концентраций и состава солей создавать стабильные смеси, в которых подавлена коалесценция газовых пузырьков. Это позволит избежать расслоения водогазовой смеси в водоводах и нагнетательных скважинах, снизит требуемые давления закачивания водогазовой смеси и повысит увлажнение порового пространства пласта.

В заключение, ВГВ с насосно-эжекторными системами представляет собой обширную и многообещающую технологию, которая может существенно улучшить эффективность нефтедобычи. Оптимизация этой технологии требует сбалансированного подхода, учета параметров каждого месторождения и соблюдения принципов инженерии. Внедрение современных методов и технологий в нефтяную промышленность может привести к революционным изменениям и повышению нефтеотдачи на мировом уровне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дроздов А.Н. Проблемы внедрения водогазового воздействия на пласт и их решения. – Нефтяное хозяйство, 2014, № 8, с. 100-104.
2. Дроздов А.Н. Утилизация ПНГ на Самодуровском месторождении: долгая и извилистая дорога к внедрению. – Нефтегазовая вертикаль, 2015, № 6, с. 52-55.
3. Исследование характеристик электроцентробежного насоса с эжектором на входе при откачке газожидкостных смесей / Вербицкий В.С., Горидько К.А., Федоров А.Э., Дроздов А.Н.– Нефтяное хозяйство, 2016, № 9, с. 106-109.

УДК 539.421

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ СТАЛИ ВСТ3СП

Г.И. Гарифуллина, Р.И. Азигамов
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов в металле развиваются дефекты, которые неизбежно приводят к разрушению металлоконструкций. В дефектах напряжения могут превышать не только допускаемые напряжения для данного материала, но и предел текучести стали. Согласно ОСТ 153-39.4-010-2002, расчетным путем установлено, что для реальных дефектов, имеющихся на поверхности трубопроводов, таких как механические риски, царапины, надрезы и задиры, в зависимости от их геометрических размеров, теоретический коэффициент концентрации напряжений может достигать 3,9. Следовательно, область дефектов под действием давления перекачиваемого нефтепродукта будет испытывать пластические деформации, которые необратимы при разгрузке, поэтому эксплуатация оборудования в области пластических деформаций недопустима. Безопасность эксплуатации трубопровода зависит от многих факторов: от геометрических параметров дефекта, свойств металла трубы, наличия сварных соединений, концентраторов напряжений, состава и свойств коррозионной среды и т.д. При оценке остаточного ресурса оборудования (времени безотказной работы) необходимо максимально учитывать имеющийся набор дефектов при заданных условиях эксплуатации [1].

Для правильной оценки прочности конструкции необходимо знать, какие трещины могут быть опасными и как они могут развиваться в разных условиях. Механика разрушения помогает нам понять, как трещины образуются, распространяются и каковы их характеристики. Это важно для определения способности материала противостоять разрушению [3].

С целью определения циклической трещиностойкости стали феррито-перлитного класса ВСт3сп проводились усталостные и коррозионно-усталостные испытания в 3% NaCl. 3%-й раствор хлорида натрия имитировал грунтовую и пластовую воду. V-образный надрез на образцах имитировал имеющиеся концентраторы напряжений на реальном трубопроводе [2]. По стандарту ГОСТ 25.502-79 были проведены испытания на десяти одинаковых образцах для каждой экспериментальной точки. Средние значения результатов усталостных и коррозионно-усталостных испытаний приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты экспериментов

Условия	Число циклов до зарождения трещины, N	Число циклов до разрушения, N	Глубина трещины перед доломом, L, мм
на воздухе	3250	12500	4,4
в 3% NaCl	1500	8250	5,7

Из результатов эксперимента видно, что образцы быстрее разрушаются в коррозионной среде 3% NaCl, чем на воздухе. Для обработки данных и учета возможных ошибок использовались стандартные методы математической статистики, такие как вычисление среднего значения, среднеквадратичного отклонения и подбор параметров моделей с помощью регрессионного анализа. Была определена математическая модель, связывающая глубину трещины с количеством циклов нагружения. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные статистической обработки

Условия	Коэффициент корреляции, r		
	$L = e^{a\cdot(N-x_0)}$	$L = y_0 + a \cdot N$	$L = y_0 + a \cdot lnN$
на воздухе	0,9959	0,9956	0,9933
в 3% NaCl	0,9959	0,9789	0,9457

По данным определены значения прироста длины трещины. Для стали ВСт3сп определена математическая зависимость между скоростью роста трещины и коэффициентом интенсивности напряжений:

$$\frac{dL}{dN} = c + m \cdot \sqrt{K}. \qquad (1)$$

В таблице 3 указаны коэффициенты c и m для уравнения (1) при разных условиях испытаний.

Таблица 3 – Значения коэффициентов c и m

Условия	c	m
на воздухе	-8,05·10-7	3,5·10-7
в 3% NaCl	-9,57·10-7	3,69·10-7

Таким образом, экспериментально доказано, что скорость роста трещины в 3% NaCl выше, чем на воздухе. При этом долговечность стали снижается в 1,8 раза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гарифуллина Г.И. Влияние концентраторов напряжений на усталость металла трубопровода/ Гарифуллина Г.И., Исламов А.А. // Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / коллектив авторов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 512-516.
2. Гарифуллина Г. И. Проблема коррозионной усталости нефтегазового оборудования / Г. И. Гарифуллина // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2010. – Т. 8. – С. 170-172.
3. Тихомиров В.М. Рост трещины при знакопеременном цикле нагружения // Прикладная механика и техническая физика. – 2008. – т. 49, № 5 – С. 190-198.

УДК 532.528.6

ЭНТРОПИЙНЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ВИБРАЦИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

И.М. Гатауллина
КГЭУ, г. Казань

В настоящее время для оценки технического состояния трубопроводов набирают популярность методы технической диагностики на основе вибрационного контроля. При этом проводится измерение вибрационного диагностического сигнала исследуемого образца с последующей его обработкой [1].

Диагностический сигнал – характеристика объекта, используемая для определения диагностических признаков, способных описать состояние объекта исследования. Сигнал формируется с помощью пьезоэлектрического датчика, установленного на объекте диагностики [2].

Каждый исследуемый сигнал должен быть подвергнут обработке, а именно дискретизации по времени либо же квантованию по уровню, другими словами, показан в цифровом виде.

Существует большое разнообразие методов преобразования сигналов. Известны такие методы, как аналоговая, цифровая и комбинированная обработка [3].

После обработки важно выбрать способы анализа и сравнения полученных сигналов с целью вероятностной оценки изменения их параметров и получения наиболее полной картины технического состоянию объекта диагностики [4]. Для этого используются разнообразные методы статистического анализа, но наиболее целесообразно применять энтропийные показатели, такие как энтропия Шеннона, Колмогорова, Колмогорова-Синая, Реньи и другие.

Формула для расчета энтропии Шеннона имеет следующий вид:

$$H_{sh} = -\sum_{i=1}^{n} p_i \log_b p_i,$$

где n - количество возможных событий; b - единицы измерения информации (2 - биты, 3 – триты и т.д.); p_i — вероятности события.

Энтропия Шеннона указывает степень изменчивости протекающего процесса, другими словами, может явно показать количественную оценку отклонения распределения значений временного ряда по уровням от равновероятного.

Энтропия Колмогорова или эпсилон-энтропия (ε -энтропия) — термин, примененный А. Н. Колмогоровым для характеризации типов операций. Он позволяет определить сложность исследуемой функции, однако существует Колмогоровская сложность, которая также является мерой количества информации, концептуально сильно отличается, так как в теории Колмогорова используется

обратный путь - понятие вероятности выводится из понятия информации, которое вводится на основе универсальной машины Тьюринга. Это приводит к очень глубоким методологическим различиям, например, для машинного обучения.

В теории информации, энтропия Реньи – представляет собой более обобщённую версию энтропии Шеннона и является частью семейства функционалов, используемых для количественного разнообразия неопределенности или случайности исследуемой системы.

Результаты исследований полезных вибрационных сигналов дефектных и бездефектных изделий (в работе применялись дефектные и бездефектные трубопроводы, на которых производилась запись вибрационных колебаний внешних стенок в одинаковых точках) однозначно показала приемлемость энтропии Шеннона для определения изделия с дефектом. Значение энтропии Шеннона для исправного (бездефектного) трубопровода колебалась в интервале от -0,4 до 1, а для неисправного (дефектного) интервал энтропии Шеннона составлял от -0,8 до 1. В качестве дефекта выступало сквозное отверстие диаметром 2 мм [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Vankov Yu V and Kondrat'ev A E, 2004 Pribory i Sistemy Upravleniya (2) 45-53
2. Установка для калибровки пьезоэлектрических датчиков / С. О. Гапоненко, А. Е. Кондратьев, Е. Е. Костылева, А. Р. Загретдинов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – № 7-8. – С. 79-86. – EDN XHXWOP.
3. Gaponenko S.O., Nazarychev S.A., Kondratiev A.E. Determination of informative frequency ranges for buried pipeline location control // Helix. 2018. V. 8(1). P. 2481-2487.
4. Гапоненко, С. О. Построение математической модели распространения волн Лэмба в стальном трубопроводе с защитным наружным покрытием / С. О. Гапоненко, А. Е. Кондратьев, Г. Р. Мустафина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2022. – Т. 24, № 4. – С. 3-15. – DOI 10.30724/1998-9903-2022-24-4-3-15. – EDN FGMCOZ.
5. Гапоненко, С. О. Перспективные методы и методики поиска скрытых каналов, полостей и трубопроводов виброакустическим методом / С. О. Гапоненко, А. Е. Кондратьев // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2015. – № 2(47). – С. 9-13. – EDN TTVOAL.

УДК 629.7.063.7

ПРОБЛЕМА КОКСУЕМОСТИ МАСЛА В ОПОРАХ СИЛОВОЙ ТУРБИНЫ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ АЛ-31СТ

М.А. Гизатуллин., Р.Р. Фарухшина
УГНТУ, г. Уфа

В 2001 году был создан первый газоперекачивающий агрегат (ГПА) укомплектованный газотурбинным двигателем АЛ-31СТ мощностью 16 МВт. К 2023 году количество эксплуатируемых газотурбинных установок АЛ-31СТ в ПАО «Газпром» достигло 100 двигателей, при этом наработка составила свыше 2,3 млн часов.

С момента создания и за время работы рассматриваемых ГПА на объектах ПАО «Газпром» было внедрено около 170 конструкторских наработок и устранено множество неисправностей. Однако некоторые проблемы надежности двигателя актуальны по сей день. Так одной из важных проблем двигателей является коксуемость масла в опорах силовой турбины.

Продукты сгорания топливной смеси на выходе из силовой турбины имеют большую кинетическую энергию, а также температуру в выхлопном патрубке (490 ℃). Подшипники газовых турбин работают в тяжелых условиях, что требует подвода значительного количества масла для их охлаждения. К маслам, применяемым в АЛ-31СТ, предъявляются высокие требования по термоокислительной устойчивости, вязкости, температурам застывания и вспышки, а также трибологическим свойствам. На практике применяются масла марок «Петрим» ТУ 38.401.58-245-99, «ИПМ-10» ТУ 38.1011299-90, «Турбоникоил 210А» AIR 3514/A, «ВНИИНП 50-1-4У» ТУ 38.401-58-12-91, «ВНИИНП 50-1-4Ф» ГОСТ 13076-86.

По нормативной документации максимальная температура масла на выходе из опор не должна превышать 150-160 ℃. При повышенных температурах масла образуется осадок (кокс) в маслосистеме газотурбинной установки. Продукты коксообразования могут привести к перекрытию каналов маслоснабжения подшипников и вывести из строя опоры силовой турбины.

Для снижения вероятности образования кокса необходимо конструктивно доработать опоры силовой турбины, разработать и внедрить мероприятия, понижающие интенсивность образования кокса, увеличить эффективность теплоотдачи масляной системы, а также повысить устойчивость масла к окислению в условиях повышенных температур.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. ООО «Газпром трансгаз Уфа» : официальный сайт. – Уфа, 2021 –URL: https://ufa-tr.gazprom.ru/press/news/2021/03/873/ (дата обращения 28.10.2023).
2. Кадыров И. Р., Кужеев А. Р. Разработка и внедрение мероприятий, направленных на предотвращение коксования масла в силовой турбине двигателя АЛ-31СТ //Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность. – 2021. – С. 63-63.
3. Гафуров А. М. Возможности повышения экономической эффективности газотурбинных двигателей типа АЛ-31СТ //Энергетика Татарстана. – 2014. – №. 1. – С. 17-20.

УДК 620.197:622.69

РАЗРАБОТКА САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ НЕФТЕПОЛИМЕРОВ

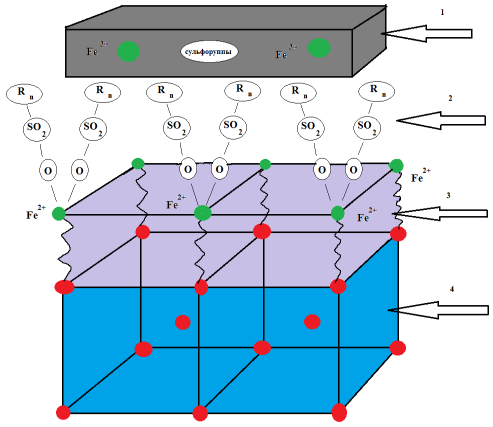
М.А. Гладких, Т.Р. Кускильдин
УГНТУ, г. Уфа

Рабочий ресурс и надежность магистральных трубопроводов в значительной степени зависят от эффективности противокоррозионной защиты металла как внутренней, так и внешней поверхности. В последнем случае, наряду с электрохимической защитой, важную роль играют изоляционные покрытия.

Из многолетней практики эксплуатации битумно-полимерных изоляционных покрытий трубопроводов известно, что их физическая природа адгезионных связей покрытия с металлом не обеспечивает их сохранения и самовосстановления в течении длительного срока эксплуатации. В связи с чем создание надежных в долгосрочной перспективе и модернизация физического и химического взаимодействия компонентного состава изоляционных материалов с целью улучшения эксплуатационных характеристик антикоррозионного покрытия не теряет своей актуальности.

Самовосстанавливающееся изоляционное покрытие должно обладать рядом уникальных свойств, такими как химическая адгезия материала к металлу и эластичность в осложненных инженерно-геологических и климатогеографических условиях при низких температурах.

Наиболее подходящим материалом для данной задачи является нефтеполимер, полученный в результате синтеза нефтяных остатков с отходами нефтехимического производства в присутствии серной кислоты, который выступает как катализатор и как сульфирующий агент одновременно. Принцип химического взаимодействия активных ионов металла с сульфокислотами показан на рисунке 1



1 – слой нефтеполимера; 2 – поверхностный слой продуктов взаимодействия сульфокислот нефтеполимера с ржавчиной; 3 – промежуточный слой металла с измененной структурой;
4 – слой металла

Рисунок 1 – Процесс образования химической связи нефтеполимера с металлом

Обоснование химической природы адгезионного взаимодействия нефтеполимера со стальной поверхностью было получено в результате проведение экспериментов. Исследовали привес массы пластины из трубопроводостроительной стали 20 в 40% растворе данного нефтеполимера а также изучали площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации в 3% растворе NaCl.

В результате первого эксперимента в течении 160 суток наблюдался привес массы и изменение внешнего вида пластины. Происходит сорбция данного материала на металле, при интенсивном смыве привес и поверхность пластинки остается неизменными. Такой результат свидетельствует о наличии химической адгезии с металлом

Результат второго эксперимента приведен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Результаты испытаний на стойкость к катодному отслаиванию

После выдержки пластинки с нанесенным изоляционным покрытием в 3% растворе NaCl по истечении 30 суток площадь отслаивания уменьшилась с 28,7 $см^2$ до 2,89 $см^2$, что свидетельствует о эффекте самовосстановления и самозалечивания нашего покрытия.

Использование такого материала в составе изоляционного покрытия позволит повысить надежность и безопасность магистральных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коррозия и защита наружной поверхности стальных трубопроводов в естественных средах / В. В. Кравцов, И. Г. Блинов, А. В. Старочкин и др.− Уфа: УГНТУ, 2017.− 272с.
2. Неметаллические материалы и покрытия в противокоррозинной технике / В. В. Кравцов, Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких и др.− С.-Пб.: ООО «Недра», 2008.− 452 с.
3. Н. М. Черкасов НИЦ «ПОИСК»: нанотехнологии в защите от коррозии // Экономика России. – 2016. − №31. – С. 24-25.
4. Асмол и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов / Н. М. Черкасов, И. Ф. Гладких, К. М. Гумеров и др.− М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005.− 205 с.

УДК 66-5

РАСЧЕТ ВЕЛИЧИН ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПОЖАРНОГО РИСКА НА ТЕРРИТОРИИ МАЗС

И.В. Гладков, С.А. Затекин, Е.И. Зоря
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Величина потенциального пожарного риска *P(a)* (год$^{-1}$) (далее - потенциальный риск) в определенной точке *(a)* как на территории МАЗС (типового объекта системы топливообеспечения), так и в селитебной зоне вблизи МАЗС определяется по формуле:

$$P(a) = \sum_{j=1}^{j} Q_{dJ}(a) * Q_J, \quad (1)$$

где *j* - число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров, ветвей логического дерева событий);

$Q_{dj}(a)$ - условная вероятность поражения человека в определенной точке территории *(a)* в результате реализации *j*-го сценария развития пожароопасных ситуаций, отвечающего определенному инициирующему аварию событию;

Q_j - частота реализации в течение года *j*-го сценария развития пожароопасных ситуаций, год$^{-1}$.

Условные вероятности поражения человека $Q_{dj}(a)$ определялись по значениям пробит-функций.

При расчете риска рассматривались различные метеорологические условия с типичными направлениями ветров и ожидаемой частотой их возникновения.

При проведении расчета риска рассмотрены различные пожароопасные ситуации, определены зоны поражения опасными факторами пожара, взрыва и частоты реализации указанных пожароопасных ситуаций. Территория разделена на зоны, внутри которых величины *P(a)* полагаются одинаковыми.

Оценка условной вероятности поражения человека в определенных случаях проводилась с учетом совместного воздействия более чем одного опасного фактора.

Условная вероятность поражения человека $Q_{dj}(a)$ от совместного независимого воздействия несколькими опасными факторами в результате реализации *j*-го сценария развития пожароопасных ситуаций определялась по формуле:

$$Q_{dJ}(a) = 1 - \prod_{k=1}^{h}(1 - Q_k * Q_{dJk}(a)), \quad (2)$$

где *h* - число рассматриваемых опасных факторов;

Q_k - вероятность реализации *k*-го опасного фактора;

$Q_{djk}(a)$ - условная вероятность поражения *k*-ым опасным фактором.

Расчетные величины потенциального риска для соответствующих зон МАЗС приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Данные об уровне потенциального риска на территории объекта

№ п/п	Наименование технологического оборудования (участка)	Шифр	Потенциальный риск, год $^{-1}$
1	Аварийный резервуар	АР	$1{,}5 \cdot 10^{-5}$
2	Автоцистерна ЖМТ Секция 1	АЦ ЖМТ С1	$2{,}7 \cdot 10^{-5}$
3	Автоцистерна ЖМТ Секция 2	АЦ ЖМТ С2	$2{,}5 \cdot 10^{-5}$
4	Автоцистерна ЖМТ Секция 3	АЦ ЖМТ С3	$2{,}3 \cdot 10^{-5}$
5	Автоцистерна ЖМТ Секция 4	АЦ ЖМТ С4	$2{,}1 \cdot 10^{-5}$
6	Автоцистерна СУГ	АЦ СУГ	$7{,}5 \cdot 10^{-5}$
7	Насос СУГ	Н1	$7{,}9 \cdot 10^{-5}$
8	Резервуар 1 ЭКТО 100	Р1.1	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$
9	Резервуар 1 ЭКТО 92	Р1.2	$1{,}5 \cdot 10^{-5}$
10	Резервуар 2 ДТ Евро	Р2.2	$9{,}3 \cdot 10^{-6}$
11	Резервуар 2 Премиум 95	Р2.1	$1{,}2 \cdot 10^{-5}$
12	Резервуар 3 ДТ ЭКТО	Р3	$2{,}1 \cdot 10^{-5}$
13	Резервуар СУГ	Р22	$7{,}7 \cdot 10^{-5}$
14	Сливной шланг ЖМТ	СШ ЖМТ	$2{,}8 \cdot 10^{-5}$
15	Шланг сливной СУГ	ШС СУГ	$7{,}7 \cdot 10^{-5}$

Величина индивидуального пожарного риска на МАЗС составляет $2{,}12 * 10^{-6}$ соответствует требованиям части 3 статьи 93 федерального закона Российской Федерации от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [1], при этом должны быть предусмотрены меры по обучению персонала действиям при пожаре и по социальной защите работников, компенсирующие их работу в условиях повышенного риска.

Индивидуальный и социальный пожарный риск воздействия опасных факторов пожара на объекте для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи Объекта, не превышает одной стомиллионной и одной десятимиллионной в годсоответственно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

УДК 681.5

АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ПРЕДСКАЗЫВАНИЯ ВЫБРОСОВ CO И NOX ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

С.В. Глушков
УГНТУ, г. Уфа

Современные тенденции приводят к тому, что большинство стран стремятся к углеродно-нейтральной экономике, что в свою очередь приводит к более строгому мониторингу и контролю выбросов в результате производства благ и энергии. Для стимулирования компаний государства выделяют квоты на выбросы.

При работе агрегатов происходит выброс загрязняющих компонентов в атмосферу NOx (NOx= NO_2 + NO) и CO, возникающие в процессе сжигания топливного газа.

Мониторинг и контроль выбросов со стороны компании необходим по двум причинам: экологическая и экономическая.

С экологической стороны компании стремятся к нулевым выбросам, чтобы снизить до минимума влияние на окружающую среду, а также снизить негативное влияние на работников и близ проживающих людей.

С экономической стороны компании теряют в виде перерасхода топлива, внепланового обслуживания газоперекачивающего агрегата. Также может возникнуть следующая ситуация: компания превзойдёт по выбросам выделенные квоты и придётся за это платить штрафы, а произойти данная ситуация может из-за того, что все расчёты ведутся с помощью аппроксимации единичных случаев замера.

Для корректного мониторинга выбросов NO_x и CO разработаны три решения: периодические измерения, системы непрерывного мониторинга выбросов (CEMS - continuous emission monitoring system), системы прогнозирующего мониторинга выбросов [9] (PEMS - predictive emission monitoring system). Каждая система имеет свои преимущества и недостатки. Последнее время набирают популярность системы типа PEMS.

Системы контроля, основанные на периодических измерениях, используют для вычисления неблагоприятного влияния индустрии на окружающую среду тестовые пробы с вычислением выбросов в лаборатории, что ведёт за собой, во-первых, непостоянный контроль, во-вторых, увеличивает неточность конечных результатов. Системы на основе CEMS лишены части недостатков периодических измерений, так как контроль может производиться уже в режиме реального времени, потому что необходимое оборудование установлено непосредственно в месте выхода загрязняющих веществ. Однако, достоверность показаний будет зависеть от надлежащего технического обслуживания, а также система

не может масштабироваться, так как каждый агрегат обладает своими характеристиками, что требует наличия оборудования на каждом агрегате для более точных данных. Поэтому системы на основе PEMS набирают популярность, так как их не нужно устанавливать непосредственно на агрегат, они могут масштабироваться на схожее оборудование, так как для работы, то есть расчёта выбросов загрязняющих веществ им необходимы косвенные данные, которые уже замеряются на газоперекачивающем агрегате (например, температуру окружающей среды, температуру на входе в турбину и т.д.).

Существует множество работ, связанных с изучение и созданием PEMS моделей для использования данной технологии в индустрии, которые рассматривают различные подходы, как разнообразные модели машинного обучения, так и алгоритмы на основе нейронных сетей, для предсказывания выбросов на основе данных, получаемых при работе газоперекачивающего агрегата.

Цель работы – разработка системы прогнозирующего мониторинга выбросов, реализованной для российских условий и агрегатов.

Реализация данной работы позволит сократить, во-первых, затраты, связанные с обслуживанием систем непрерывного мониторинга, а, во-вторых, повысить точность, которая незначительна при периодических измерениях выбросов.

УДК 621.642.3

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ

С.В. Глушков, А.Р. Валеев
УГНТУ, г. Уфа

Рост производительности приводит к повышению спроса на ископаемые источники энергии. Так, по данным статистического ресурса [1] спрос на нефть за последние 15 лет вырос на 25%, а выбросы парниковых газов за этот же период выросли на 8% во всём мире и на 6% в России.

Поэтому в России, для эффективной борьбы с неблагоприятным влиянием парниковых газов на окружающую среду, было утверждена Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [2]. В этой Стратегии описываются меры, которые будут приняты для достижения углеродной нейтральности.

Одна из мер – это контроль выбросов со стороны государства и санкции на производителя в случае превышении норм. В планах имеется ввод эмиссионных квот, практика которых уже зарекомендовала себя в странах Запада.

Анализ методик учёта потерь в результате выброса из резервуара и законодательства, проведённый в статье [3], показал, что несмотря на то, что российские и зарубежные методики интерпретируют естественные потери одинаково, то в подходах наблюдаются отличия. В России разработано множество теоретических и эмпирических подходов к оценки естественных потерь, однако различия настолько велики, что разные формулы на один процесс могут дать погрешность в 5-20%, что не допустимо.

Целью работы является разработка системы и методики для автоматического учёта испарений углеводородов из резервуара в результате естественных потерь.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ имеющихся методик;

2. Разработать математическую модель процесса естественных потерь из резервуара;

3. Разработать методику, с помощью которой можно будет получить формулу расхода паровоздушной при естественных потерях для любого дыхательного клапана.

Первая задача была решена и её результаты изложены в работе [3]. Работоспособность предлагаемой методики уже доказана в работе [4], где также заложены и описаны основы математической модели процесса естественных потерь паровоздушной массы из резервуара через дыхательный клапан.

В будущих исследования предстоит доработать имеющуюся математическую модель и разработать методику, чтобы в дальнейшем любая компания смогла получить для себя и своего оборудования достоверную систему по учёту и контролю естественных потерь из резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1 Статиста. ОТРАСЛИ И РЫНКИ. Энергетическая промышленность по всему миру 2022 [Электронный ресурс] / Statista INDUSTRIES & MARKETS Energy industry worldwide 2022. URL: https://www.statista.com/study/71751/energy-industry-worldwide/?locale=en

2 Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: распоряжение № 3052-р : принято Правительством Российской Федерации от 29 октября 2021 года. – Москва. – 37 с. – Текст : непосредственный.

3 Глушков С.В., Валеев. А.Р. Анализ методов учета количества испарений нефтепродуктов из резервуара // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 3-4. С. 49–53. DOI:10.24412/0131-4270-2023-3-4-49-53

4 Глушков С.В., Валеев А.Р., Система автоматического учета углеводородов при испарении из резервуара. Технологии нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 50-54. DOI 10.32935/1815-2600-2022-141-4-50-54

УДК 532.542

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПУТЕМ ПОДОГРЕВА ПРИСТЕНОЧНОГО СЛОЯ

Л.И. Гумерова, УГНТУ, г. Уфа

Увеличение добычи высоковязкой и высокозастывающей нефти влечет за собой необходимость усовершенствования существующих технологий перекачки нефти с учетом физико-химических свойств перекачиваемой среды, для достижения минимальных энергетических затрат на перекачку. Основными проблемами перекачки высоковязкой и высокозастывающей нефти является увеличение гидравлических потерь, вследствие повышения вязкости при охлаждении вплоть до застывания. В ходе анализа данной проблемы наибольшее внимание следует обратить на область пристеночного слоя жидкости, так как:

1) основной вклад гидравлического сопротивления обуславливаются возникновением силы трения пристеночных слоёв жидкости и стенкой трубопровода;

2) под воздействием более холодной окружающей среды в пристеночном слое возникает температурный градиент, приводящий к образованию градиента концентрации выделяющихся кристаллов парафина. За счет этого происходит движение частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии и образование парафиновых отложений, которые также вызывают увеличение гидравлического сопротивления и снижение пропускной способности трубопровода.

Наибольшее распространение получил метод транспортировки нефти с предварительным подогревом [1]. Однако недостатком этого метода являются значительные энергетические затраты в связи с быстрым остыванием нефти в начале трубопровода. Также важно подчеркнуть, что происходит возникновение протаивания грунта вокруг трубопровода, которое может привести к осадке или всплытию трубопровода [2].

В настоящей работе рассматривается технология перекачки высоковязкой нефти, заключающаяся в попутном подогреве пристеночного слоя нефти.

Сущность заключается в равномерном распределения нагревательных элементов на поверхности трубы с целью регулирования температурного режима лишь для пристеночного слоя нефти. Это вызовет уменьшение вязкости нефти в локальной пристеночной области, которое приведет к снижению основной доли гидравлического сопротивления. При этом всём, основная масса нефти будет перемещаться в оболочке подогретой нефти с меньшей вязкостью.

В ходе анализа систем электроподогрева, выделяется два наиболее экономичных и эффективных решений для магистрального нефтепровода:

- СКИН-система (индукционно-резистивная система нагрева) применяется для подогрева и поддержания температуры нефти на длинных участках магистрального нефтепровода. Нагревательные элементы располагаются парал-

лельно вдоль трубы и от их количества зависит расчетное распределение температуры. Наиболее оптимальным является использование двух и более нагревательных элементов (рис.1)

- саморегулирующиеся кабели максимально эффективны для подогрева пристеночного слоя трубопровода при спиральной намотке нагревательного элемента (рис.2.) Однако здесь существуют ограничения по длине. Поэтому они используются на небольших участках магистрального нефтепровода.

Важным критерием выбора системы электороподогрева является ее стоимость. Начиная с длины 1–2 км, стоимость распределительной сети для саморегулирующихся кабелей начинает быстро возрастать, а к 3–4 км их использование становится экономически нецелесообразным. Начиная с длины 6–8 км, наиболее экономически целесообразным, безопасным и надежным решением является СКИН-система [3].

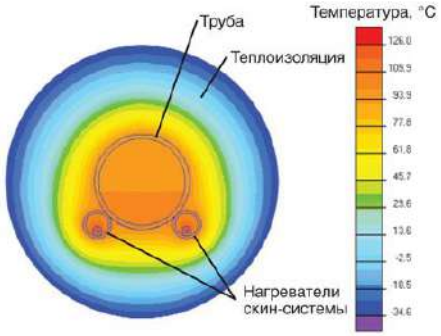


Рисунок 1 – Температурное поле при наличии двух нагревательных элементов



Рисунок 2 – Температурное поле на стенке трубы при спиральном расположении нагревательного элемента

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтизин Р.Н. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р.Н. Бахтизин, А.К. Галлямов, Б.Н. Мастобаев и др. - М.: Химия, 2004. - 195 с.

2. Закирова Э.А., Гаррис Н.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 1-2. С. 100-106

3. Аксененко А.Ю. Инновационные технологии электрообогрева для обеспечения бесперебойных процессов добычи и транспортировки нефти и газа // Журнал «Нефть. Газ. Новации». 2020. №9. С. 76-80.

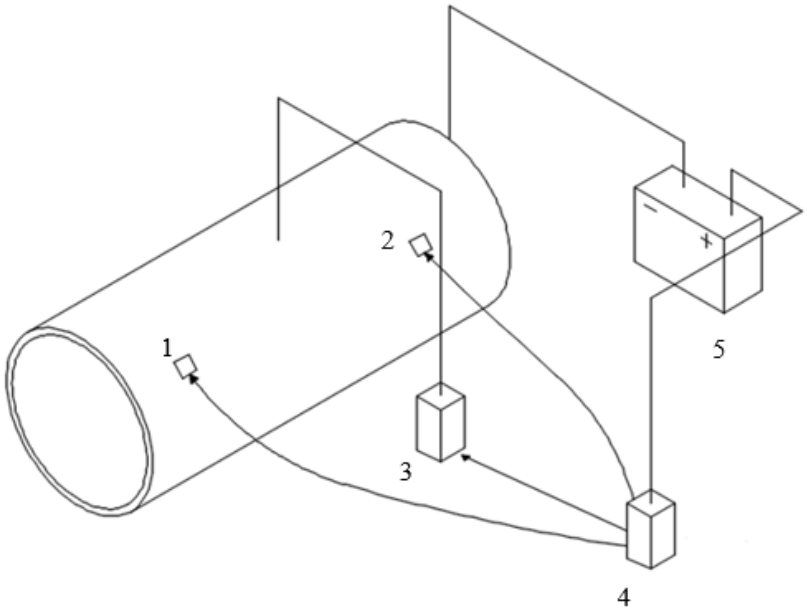
УДК 628.147.22

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАТОДНОГО ТОКА ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ПОКАЗАНИЙ СТАЦИОНАРНЫХ ЭЛЕКТРОДОВ СРАВНЕНИЯ

В.С. Елин, О.Н. Ракит
УГТУ, г. Ухта

В настоящее время мониторинг защиты от коррозии подземных сооружений является одной из первостепенных задач в нефтегазовой отрасли. Основным параметром, определяющим эффективность катодной защиты является разность потенциалов труба-земля. Для измерения разности потенциалов применяются стационарные медносульфатные электроды сравнения, в конструкцию которых входит вспомогательный электрод, подключенный к трубопроводу.

Современные заводские изоляционные покрытия обладают высокой сплошностью, прочностью и относительно высоким переходным сопротивлением (более $3 \cdot 10^5$ Ом $\cdot$ м^2). В таком случае весь ток катодной защиты натекает на вспомогательный электрод. Из-за малой площади электрода, плотность тока, натекающего на его поверхность, значительно превышает нормативные значения. В результате этого поверхность электрода переходи в зону так называемой перезащиты и через относительно короткое время (исчисляемое в разных случаях от нескольких недель до нескольких месяцев) измерения разности потенциалов становятся невозможными из-за изменения электрохимических свойств материала электрода.



1, 2 – дефекты изоляции, 3 – вспомогательный электрод, 4 – анод, 5 – станция катодной защиты

Рисунок 1 – Натекание тока в системе труба-вспомогательный электрод-станция катодной защиты

Для изучения эффекта был создан лабораторный стенд, имитирующий работу станции катодной защиты. Стенд состоит и источника постоянного тока,

анода, изучаемого вспомогательного электрода, электрода сравнения и вольтметра для измерения разности потенциалов.

На начальном этапе производится подготовка поверхности образца и снимается начальная поляризационная кривая.

Затем образец поляризуется током высокой плотности (более 200 мА/м^2) в течение 14 суток. Далее снимается новая поляризационная кривая. Результаты измерения представлены на рисунке 2.

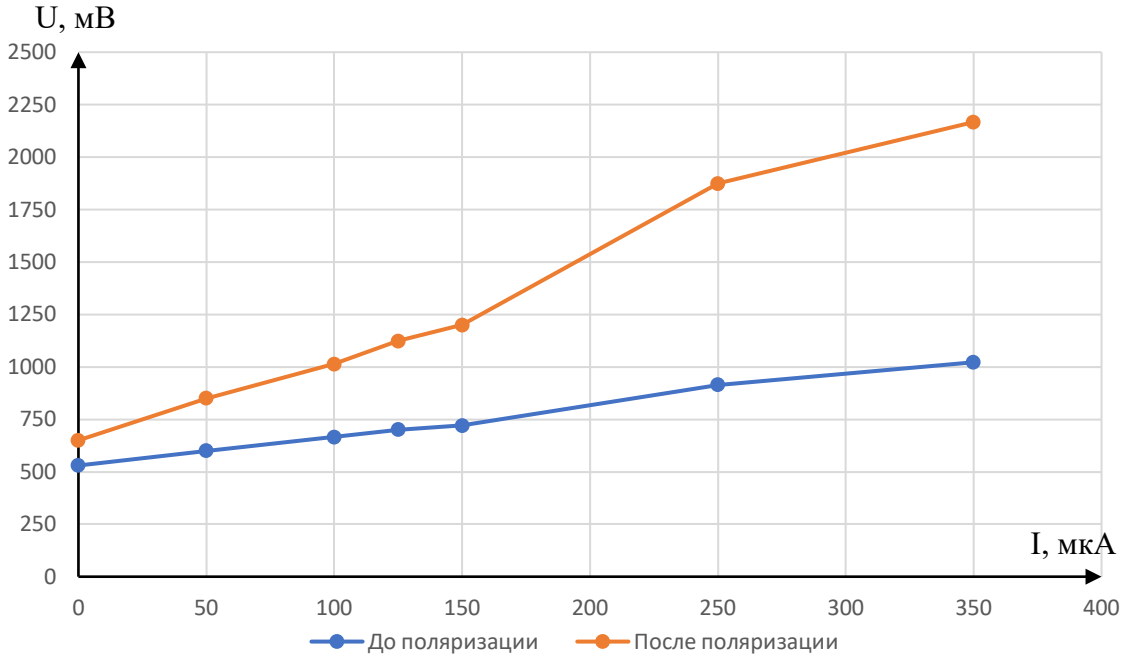


Рисунок 2 – Поляризационные кривые образца до и после катодной поляризации током высокой плотности

В результате эксперимента получены следующие выводы:

1) При поляризации вспомогательного электрода токами высокой плотности наблюдается изменение электрохимических свойств системы электрод-окружающий грунт;

2) Поляризационные кривые, снятые до и после имеют разный наклон;

3) Обнаружено наличие остаточной наполяризованности металла после воздействия тока высокой плотности

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бэкман В., Швен В., Катодная защита от коррозии. 1984, 52, 491–498
2. Елин В.С Анализ недостоверности показаний стационарных электродов сранения// сборник статей XIII Международной научно-практической конференции: в 2 ч.. Том Часть 1. Пенза, 2023

УДК 622.692.4

ОДНОРАЗМЕРНАЯ МОДЕЛЬ МЕЛКОЙ ВОДЫ В ПРИЛОЖЕНИИ К ОПИСАНИЮ ТЕЧЕНИЯ НА САМОТЕЧНОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

В.В. Жолобов, В.Ю. Морецкий. Р.Ф. Талипов
ООО «НИИ Транснефть», Москва

Математические модели гравитационных течений в трубопроводах на участках с неполным заполнением сечения трубы основаны на известных гидродинамических моделях однородной несжимаемой жидкости. Существующие модели учитывают разную степень пространственной детализации однородного потока. При этом актуальной остается проблема учета неоднородности и, в частности, проблема математического описания турбулентного аэрированного потока жидкости на самотечном участке профильного трубопровода. Для решения этого вопроса представляется целесообразным применение теории двухслойной мелкой воды в наклонном канале [1]. Более простой альтернативой является имитация в виде однородной равномерно аэрированной жидкости.

В первом случае полагаем, что исходный аэрированный поток жидкости может быть представлен в виде расслоенного течения двух несмешивающихся жидкостей различной плотности. Плотность одной из них принимаем равной истинной плотности рассматриваемой жидкости, а для второй используем кажущуюся плотность этой же жидкости (учитывающую объемное содержание газа в пузырьковой форме). Во втором случае исходный неравномерно аэрированный по глубине слоя поток жидкости заменяется приведенным равномерно аэрированным слоем.

В практике гидравлических расчетов применяют простейшие одноразмерные модели (одномерные или квазиодномерные), использующие характеристики скорости течения, усредненные по поперечному сечению однородного потока. Основной математической моделью, описывающей одноразмерные гравитационные течения однородной жидкости в наклонном канале произвольного сечения в приближении мелкой воды, является система уравнений:

$$\frac{\partial}{\partial t}S + \frac{\partial}{\partial x}Su = 0, \qquad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}Su + \frac{\partial}{\partial x}Su^2 + g\,S\cos\alpha \cdot \frac{\partial}{\partial x}H = gS\,\sin\alpha - Sf, \qquad (2)$$

где $S\ (x,\ t)$ – площадь поперечного сечения потока; $u\ (x,\ t)$ – усредненная по поперечному сечению скорость потока; $H\ (x,\ t)$ – глубина потока на оси канала; $h\ (x,\ t)$ – глубина потока в произвольной точке по ширине канала; g – ускорение свободного падения; α – угол наклона оси канала к горизонту; f – внешняя нагрузка (зависит от координаты, времени и решения) используется для задания трения о стенки канала (зависит от коэффициента Шези и гидравлического радиуса); x – координата вдоль потока; t – время.

На свободной поверхности и в объеме газопаровой полости принимается условие равенства нулю градиента давления (давление функция времени). Уравнение связи между S и B (ширина сечения потока поверху) находится по задан-

ной геометрии жидкостного потока в вертикальной плоскости. Для этого необходимо знать профиль дна канала z (y, x, t) в каждый момент времени и в каждом сечении вдоль трубопровода, тогда:

$$S(x,t)=2\int_0^{B/2} z(y,x,t)dy \ = \bar{S}[H(x,t),x].$$

Существует аналогия уравнений одномерной гидравлики на самотечном участке и газовой динамики для баротропного газа, если ввести обозначения:

$$\rho = \bar{S}, \quad p = g\int_0^H \left[\int_0^{B/2} z(y,x,t)dy\right] dH$$

где p, ρ – давление и плотность газа.

В случае трубы постоянного кругового сечения боковая стенка канала описывается функцией, не зависящей от координаты x: $z(y) = R \mp \sqrt{R^2 - y^2}$.

Варианты возможных режимов течения в окрестности перевальной точки связаны с проблемой постановки граничных условий в каналах ограниченной длины. Эта проблема актуальна при интерпретации лабораторных и натурных наблюдений [1, стр. 81]. По аналогии с русловыми потоками используем принцип контрольного сечения. Примем, что узкая зона, включающая перевальную точку, является местным сопротивлением (МС) аналогом контрольного сечения.

Течение в МС принимаем регулярным, если докритическое течение перед МС переводится в сверхкритическое. При регулярном режиме взаимодействия МС с набегающим потоком МС влияет (формирует) течение вверх по потоку. Для заданной величины разрыва производной $\frac{\partial}{\partial x}H$ из условия регулярности выводится соотношение, позволяющее определить картину течения на самотечном участке до перевальной точки. На верхней границе самотечного участка принимаем условие непрерывности. На нижней по потоку границе ставим условия гидравлического скачка. Дополняя изложенное выше алгоритмом роста кавитационного пузырька (индикатора) и с учетом наличия для (1) – (2) богатого набора численных методик расчета внутренних точек [1-3], получим искомую модель.

Для интервала $R \le z \le 2R$ предположения, положенные в основу теории мелкой воды, заведомо не выполняются и возникает необходимость модификации (1)-(2) в части параметрического учета неоднородности скорости по вертикали. Вопрос идентификации параметра решается путем привлечения данных стендового и численного эксперимента в рамках пространственной постановки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ляпидевский В.Ю., Тешуков В.М. Математические модели распространения длинных волн в неоднородной жидкости, Изд-во СО РАН, Новосибирск. 2000.
2. Христианович С. А. Неустановившееся движение в каналах и реках. Сб. «Некоторые вопросы механики сплошной среды». Изд. АН СССР, М. 1938.
3. Лурье М. В. Метод расчета переходных процессов в нефтепроводах с возможным образованием и исчезновением парогазовых полостей. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 4. С. 58–62.

УДК 621.644.073

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ИЗМЕНЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ГАЗОПРОВОДА ВСЛЕДСТВИЕ РАЗМЫВА ГРУНТА

А.С. Завдовьева, А.В. Шалыгин
Санкт-Петербургский Горный Университет, г. Санкт-Петербург

При продолжительной эксплуатации газопровода, изменении погодных условий, течения или эволюции русла водного объекта происходит размыв грунта, который вызывает изменение первоначального положения подводного перехода газопровода. Д

Одним из методов предотвращения размыва грунта является снижение потока жидкости под трубопроводом. Этот метод включает в себя использование непроницаемых плит под трубопроводом, армированных волокном матов, бетонных матрасов. Армированные волокном маты устраняют размыв под трубопроводом на песчаном грунте, но при установке армированного волокном мата только на верхнюю часть трубопровода размыв не предотвращается.

Также используют для предотвращения размыва спойлеры и гибкие пластины, которые прикрепляются к верхней части поверхности газопровода, для изменения профиля его поперечного сечения. Принцип действия заключен в блокировке воздействия течения на газопровод. Использование гибкой пластины под трубопроводом для предотвращения возникновения размыва при однонаправленных токах работает, однако подобное устройство может значительно ускорить скорость размыва под трубопроводом при изменении течении реки.

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов и снижения риска повреждения в результате стихийных бедствий, связанных с наводнениями, имеет важное значение изучение закона эволюции русла реки вблизи подводных пересекающих трубопроводов.

Для составления модели подводного трубопровода при проектировании используют моделирование CFD, при котором грунт или морское дно создают в виде пористой среды. Исходя из этого рассчитывают балластировку трубопровода или придания покрытия трубе для увеличения нагрузки собственного веса или закрепления анкером.

Тестирование физической модели не представляет собой окончательную оценку стабильности и должно сопровождаться интерпретацией результатов тестирования с использованием некоторой модели поведения и последующим анализом после тестирования с использованием этой модели. Эта интерпретация служит двум целям: она позволяет учитывать любые различия в масштабе между испытаниями и полевыми условиями, и она позволяет применять результаты испытаний к конкретным условиям, которые могут отличаться от точных сценариев, смоделированных в физических испытаниях.

Наилучший способ исследовать инженерные свойства грунта в зависимости от конкретной площадки - это комплексная геотехническая программа как на

этапе полевых, так и лабораторных испытаний. Иногда полевая программа сводится к минимуму с мыслью что, комплексная программа лабораторных испытаний компенсирует недостаток полевой фазы в других случаях; верно обратное.

Профессия геотехника должна более широко и регулярно использовать статистический анализ параметров. Рекомендуются, чтобы профессия выходила за рамки простого статистического анализа и напрямую учитывала изменчивость и неопределенность параметров почвы путем применения теории вероятностей и анализа надежности. Предложено перед проектированием газопровода и прокладкой его в грунт проводить эксперименты для определения реакции грунта на вводимые нагрузки, на изменение течение, образование льда, сейсмических ситуация. На основе этих экспериментов и постоянных наблюдений за поведением грунта и течением водного объекта спрогнозировать всевозможные способы защиты газопровода от изменения проектного положения.

Так же возможным решением проблемы является установка дистанционного мониторинга русловых процессов, например, космическая съемка, так называемое зондирование земли.

Для обеспечения большей устойчивости газопровода помимо балластирующих средств использовать насыпку щебней и установка берегоукрепляющих коммуникаций или специальных стенок, созданных из металлических лент, покрытый антикоррозионным покрытием

Для улучшения эксплуатации нефтегазопроводов необходимо внедрить автоматизированную систему прогнозирования и диагностики русловых процессов и периодический осмотр участков подводных переходов.

Чтобы обеспечить проектное положение на морском дне используют блок точного размещения камней. Он предназначен для легкого перемещения подъемника, что оптимизирует время транспортировки и монтажа. Такое устройство можно использовать и при строительстве подводного перехода газопровода. Этот блок является альтернативой подсыпке гравия или щебня, как как они заключены в сетку, предотвращающие их перемещение.

Так как есть проблема истирания или миграции почвы под трубопроводами в подводных переходах предлагается использовать геоматрас, только покрытый обычный каучуком, так как среда является не морской и эксплуатация газопровода более щадящая, это позволит обеспечить лучшую устойчивость газопровода или увеличить срок службы газопровода уже при случившемся размыве.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ibiye Iyalla and Mamdud Hossain, Robert Gordon University. Subsea Pipeline On-Bottom Stability Optimisation. Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2020. https://doi.org/10.2118/203757-MS

2. Fan Cui, Yunfei Du, Xianjie Hao, Suping Peng, Zhuangzhuang Bao, Shiqi Peng. Experimental Study on Local Scour and Related Mechanical Effects at River-Crossing Underwater Oil and Gas Pipelines. Advances in Civil Engineering (2021). https://doi.org/10.1155/2021/6689212

УДК 620.98

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ БРОМИСТО-ЛИТИЕВЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН

Р.У. Зиганшин
УГНТУ, г. Уфа

В теплый период года происходит снижение располагаемой мощности и эффективности ГТУ, в связи с этим применение абсорбционных бромисто-литиевых холодильных машин на КС для охлаждения циклового воздуха на входе в центробежный компрессор потенциально является эффективным ресурсосберегающим внедрением, так как работа холодильных установок основана на использовании тепловой, а не электрической энергии. Это позволяет увеличить мощность ГПА в теплый период, а также уменьшить количество запущенных агрегатов на КС, что в свою очередь снизит расход топливного газа и сэкономит энергоресурсы. Внедрение АБХМ на КС максимально эффективно в районах с резко-континентальным климатом.

Главным показателем энергетической эффективности АБХМ является тепловой коэффициент, который показывает какое количество тепла требуется затратить для получения единицы холода заданных температурных параметров [1]:

$$\eta = \frac{Q_0}{Q_h},$$

где Q_0 – холодопроизводительность, Вт;

Q_h – мощность, подводимая к генератору АБХМ, Вт.

Значение данной величины может варьироваться в широком диапазоне в зависимости от нескольких факторов. Кратность регенерации раствора, то есть количество ступеней, через которые проходит раствор во время процесса регенерации, может сильно влиять на значение данной величины. Качество работы теплообменного оборудования АБХМ, включая эффективность передачи тепла между раствором и внешними теплоносителями, также может оказывать существенное влияние на значение этой величины. Кроме того, соотношение параметров внешних теплоносителей, таких как температура и расход, может также варьироваться и влиять на значение теплового коэффициента.

Для эффективной работы ГПА в теплое время года необходимо снизить температуру циклового воздуха на величину ΔT (7-20 °C). Для этих целей возможно использование одноконтурной или двухконтурной АБХМ

Тепловой процесс АБХМ состоит из нескольких этапов. Сначала тепло подводится к раствору LiBr из греющего источника, который разогревает раствор и вызывает испарение хладагента, превращая его в пар. Это тепло обозначается как Q1. Затем, в испарителе, подводится охлаждаемая среда, которая в условиях вакуума вызывает кипение хладагента на поверхности теплообменных трубок. В этот момент пар хладагента забирает часть тепла от охлаждаемой среды, это тепло обозначается как Q_2, и превращается в водяной пар.

Однако, система не может бесконечно воспринимать тепло, поэтому необходимо отводить избыточное тепло из системы. Для этого используется контур охлаждающей воды, которая сбрасывает низкопотенциальное тепло Q_3 в атмосферу.

Тепловой баланс АБХМ может быть представлен следующим уравнением:

$$Q_3 = Q_1 + Q_2$$



Рисунок 1 – Схема потоков АБХМ

Эффективная работа АБХМ наблюдается в среднем 90-110 суток теплого периода, при этом некоторые виды АБХМ могут работать в качестве теплового насоса, что предотвратит простой холодильной машины.

Использование АБХМ в режиме теплового насоса позволяет оптимизировать процесс производства тепла в энергетике и снизить энергозатраты. Вместо традиционных методов подогрева воды или производства пара, низкопотенциальное тепло, выделяющееся от газов ГПА может быть преобразовано и передано в более нагретый поток, например, в сетевую воду для отопления и горячего водоснабжения или для нужд производственных предприятий в виде пара.

Тепловой насос не требует отдельного охлаждающего контура, так как низкопотенциальный поток, тепло которого используется для нагрева теплосети, выполняет функцию охлаждения. Это позволяет снизить затраты на эксплуатацию, поскольку отпадает необходимость в дополнительном оборудовании для охлаждения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бараненко А.В. Холодильные машины: Учебник для студентов втузов специальности «Техника и физика низких температур» /А.В. Бараненко, Н.Н. Бухарин, В.И. Пекарев, И.А. Сакун, Л.С. Тимофеевский: под общ. ред. Л.С. Тимофеевского. – СПб.: Политехника, 1997. – 992 С.
2. Попова, Т.В. Перспективы использования систем охлаждения циклового воздуха газотурбинных установок на базе абсорбционных холодильных машин в составе компрессорных станций / Т.В. Попова, М.А. Воронцов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2019. – №3 (296). – С. 139-150.

УДК 621.642.07

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ ЕГО ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ДЕФЕКТОВ И ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ЕГО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В.Н. Инсапов, К.А. Габбасова, Е.Г. Трифонов, М.Г. Каравайченко
УГНТУ, г. Уфа

В современной нефтяной промышленности одним из важных вопросов является обеспечение безопасной и надежной эксплуатации резервуаров, предназначенных для хранения нефти, нефтепродуктов, химических веществ и жидкостей различного назначения. Эффективная эксплуатация таких резервуаров обусловлена качеством всех их структурных элементов, включая сварные соединения, которые играют важную роль в обеспечении надежности.

Анализ технического состояния резервуаров показал, что значительное количество дефектов скапливается именно в сварных швах резервуаров, особенно при стыковке стальных листов. Другим серьезным источником концентрации напряжений являются геометрические дефекты, такие как вмятины [1].

В процессе исследования 230 резервуаров за период последних 5 лет были выявлены такие часто встречающие дефекты, как вмятины, поверхностные дефекты, дефекты в сварных соединениях, трещины, непровары, подрезы, прожоги, кратеры, шлаковые включения и газовые поры (рисунок 1). Геометрические несовершенства также часто встречаются и могут существенно влиять на надежную эксплуатации [2].

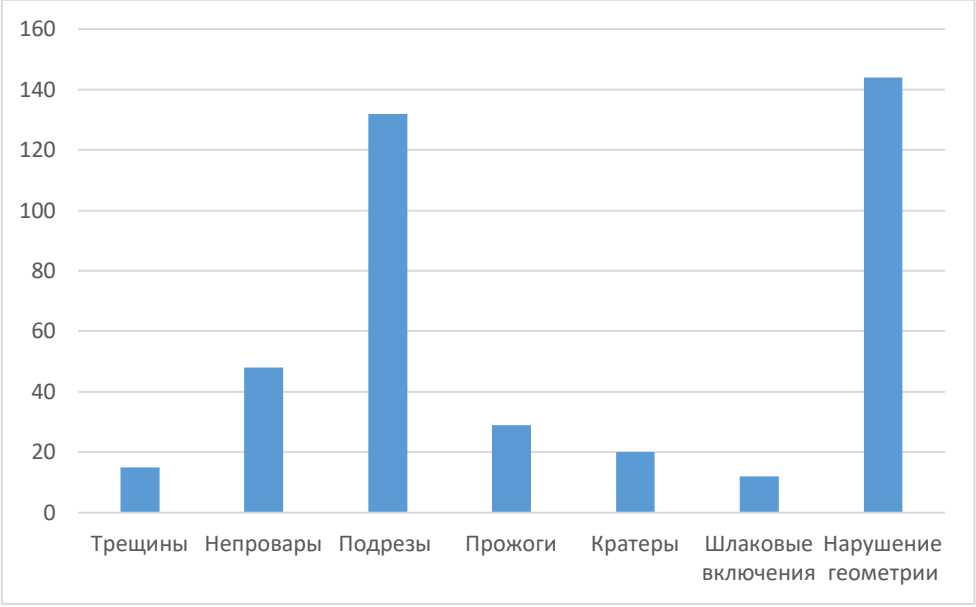


Рисунок 1 – Распределение дефектов в сварных соединениях

Особое внимание уделяется вмятинам, так как они могут серьезно воздействовать на напряженно-деформированное состояние резервуаров. С использованием программного комплекса ANSYS было проведено моделирование воздействия вмятины на резервуар типа ЕП-63, изготовленный из стали 09Г2С [3].

Результаты показали, что вмятина с глубиной более 1,5 мм вызывает остаточные напряжения и пластические деформации, при глубине вмятины 15 см остаточные напряжения в стенке резервуара составляют 269,33 МПа. Это означает, что вмятина является концентратором напряжений и может привести к снижению безопасности и надежности резервуара (рисунок 2).

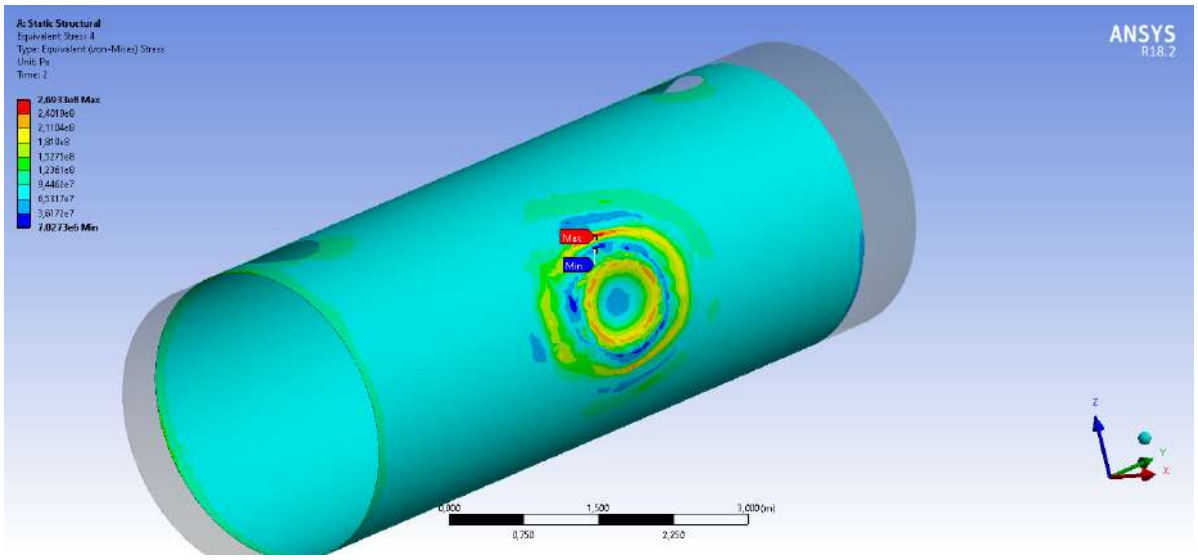


Рисунок 2 – Остаточные напряжения при вмятине с глубиной 15 см

Таким образом, вмятины и другие геометрические дефекты могут представлять серьезную угрозу для безопасности при эксплуатации резервуаров. Понимание и оценка влияния подобных концентраторов напряжений имеет важное значение для обеспечения безопасности при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Головачёв А.А., Сметанников О.Ю., Исследование концентрации напряжений в тонкостенных конструкциях со сверхнормативными дефектами формы и материала и создание технологии оценки условий их эксплуатации [Текст] / А.А. Головачёв, О.Ю. Сметанников // Вестник ПГТУ. Механика. – 2009. - № 1. – С. 10.
2. Банников Р.Ю., Сметанников О.Ю., Труфанов Н.А., Методика расчета амплитуды местных условных упругих напряжений на участке стенки резервуара с дефектом формы в виде вмятин [Текст] / Р.Ю. Банников, О.Ю. Сметанников, Н.А. Труфанов // Вестник самарского государственного технического университета. серия: технические науки. – 2014. - № 2. – С. 79-86.
3. Бруяка В.А. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учебное пособие / Бруяка В.А., Фокин В.Г., Солдусова Е.А., Глазунова Н.А., Адеянов И.Е. - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271.

УДК 621.644.07

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

А.Ж. Иржанов, Е.Г. Лайков, О.Б. Давлетов
УГНТУ, г. Уфа

Магистральный трубопровод пересекает автомобильные, железные дороги, а также другие коммуникации – искусственные препятствия, подводные переходы через реки, озёра, заливы, а также ручьи (малые водотоки), болота, овраги – естественные препятствия. Угол пересечения от 60 до 90 градусов.

Трубопроводы, пересекающие естественные и искусственные препятствия, требуют регулярного обслуживания и проверки их состояния. Необходимо выполнять ряд мероприятий, чтобы обеспечить безопасность и эффективность работы трубопроводов.

В процессе эксплуатации подземных переходов трубопроводов через железные и автомобильные дороги не реже 1 раза в месяц необходимо проверять:

- состояние смотровых и отводных колодцев, отводных канав для отвода жидкости в случае повреждения трубопровода, нарушений земляного покрова, выпучиваний грунта;

- положение защитного кожуха и трубопровода (рисунок 1), состояние изоляции трубопровода, а также следить за водонепроницаемостью уплотнений концов кожуха [1].



Рисунок 1 – Деформация и смещение защитного кожуха газопровода

Техническое обслуживание подводных переходов включает:

- визуальные наблюдения в соответствии с утвержденным графиком;

- регулярные осмотры (1 раз в месяц) береговых участков и пойменных участков переходов, обследование технического состояния трубопровода с сооружениями, проверку состояния откосов и укрепления берегов;

- промывку резервных ниток;

- контроль за состоянием береговой запорной арматуры;

- осмотр и проверку исправности информационных и предупреждающих знаков, ограждений, сохранности реперов;

- регулярные контрольные осмотры подводных переходов в течение года после ледохода и паводка с целью выявления размывов [2].

В процессе эксплуатации необходимо обеспечивать поддержание установленных проектом отметок заглубления трубопроводов, в соответствии с годовым планом проводить внутритрубную диагностику, что помогают предотвратить возможные аварии и повреждения, а также обеспечить их надежную и безопасную работу на протяжении длительного времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рудаченко А.В., Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева, А.В. Жилин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 238 с.
2. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия // URL: https://icaplast.ru/docs/tech/page_178/ (дата обращения: 25.09.2023).

УДК: 621.614.838

ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ В МУЛЬТИФАЗНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Э.Х. Искендеров, Ф.Б. Исмайылова. М.Ф. Шукурлу
АГУНП, г. Баку

Известно, что при эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов нефтегазосбора часто наблюдается значительные нерегулярные пульсации давления и расхода. При этом гетерогенный мультифазный поток периодически создает значительные динамические нагрузки на отдельные строительные конструкции. Для безаварийной эксплуатации мультифазных трубопроводов ударная сила (динамическая нагрузка) не должна превышать предельно допустимую нагрузку на трубопровод. Определение направления и значения динамических нагрузок в трубопроводах имеет важное значение и требует моделирование течения продукции в трубопроводе. В работе сделан анализ по оценке динамических нагрузок в мультифазных трубопроводах с учётом структурных изменений и взаимодействия фаз. Динамические нагрузки возникают в местах поворота трассы нефтегазопровода в момент изменения плотности, транспортируемой мультифазной среды. Необходимо учесть тот факт, что при изменении расхода структура потока будет изменяться. При большом расходе, если скорость движения смеси выше критического значения происходит смена структур, реализуется однородная диспергированная структура и плотность её во всем объеме потока не меняется [1].

При пробковом режиме движения смеси отдельные участки трубопровода подвергаются периодическому воздействию то газовой, то жидкостной среды. В результате значительной разности плотности фаз на каждом повороте трассы трубопровода возникает переменная динамическая нагрузка. Когда жидкостная пробка сталкивается с изгибами возникает ударное воздействие и, как следствие скачки давления [2]. Сила воздействия $\vec{F}$ обусловлена передачей импульса $m\vec{v}$ при изменении напраления потока жидкости внутри колена (рисунок 1).

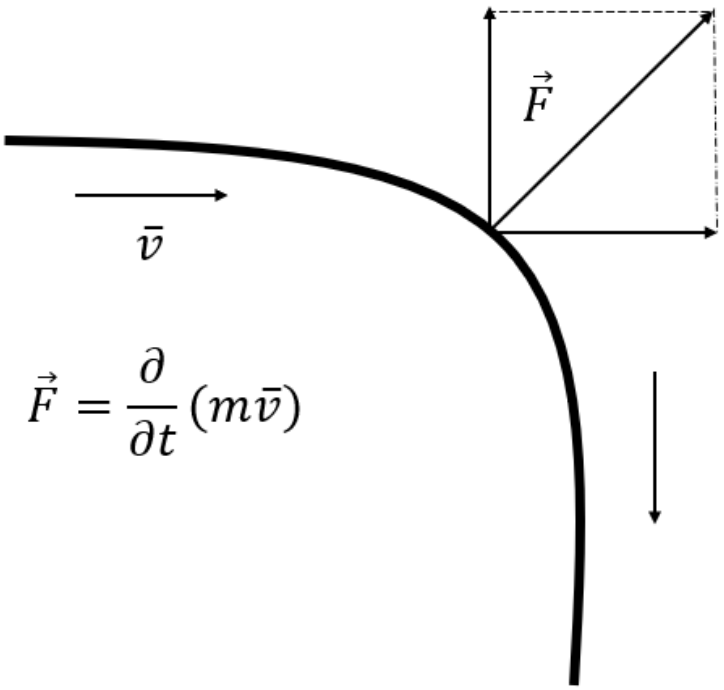


Рисунок 1 – Ударная сила при изменении направления жидкостной пробки

Предложено математическое выражение для определения динамических нагрузок. На основе проведенных анализов с учётом критической скорости и изменений плотности фаз потока показанию, что по сравнению диспергированной средой, в смесях с пробковой структурой динамические нагрузки намного больше.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ситенков В.Т. Теория градиентно-скоростного поля М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2004, 308 с.
2. Мамаев В.А., Одищария Г.Э., Клапчук О.В., и др. Движение газожидкостной смеси в трубах. М.: Недра, 1978, 270 с.

УДК 550.8.004

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ КОРРОЗИЯ В МУЛЬТИФАЗНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Э.Х. Искендеров
АГУНП, г. Баку

К проблемам добычи сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, связанных с мультифазностью продукции можно отнести эрозионно-коррозионные осложнения промыслово-технологических трубопроводов. Подавляющее большинство разрушения труб – это эрозия или разрушение эрозионно-коррозионного характера. Разрушение трубопровода происходит на его нижней поверхности и в течение короткого времени разрушает стенку трубы [1,2]. Анализ показывает, что при больших скоростях транспортировки стальные трубопроводы более устойчивы к коррозии. Можно утверждать, что корреляция между скоростью коррозии и режимами движения потока значительно сильнее. При транспортировке газонефтеводяных смесей скорость коррозии трубопроводов превышает 4–5 мм/год и это значение может еще увеличится для слоистых режимов течений водонефтяных эмульсий. Фактором, который играет наиболее важную роль, является изменения гидродинамического режима для мультифазных потоков. Одним из методов защиты нефте- и газопроводов от разрушения является выбор гидродинамического режима, позволяющего избежать транспортировки мультифазной смеси в расслоенном виде [3].

Анализы показывает, что активные разрушения происходит чаще в начале восходящих участков трубопроводов и большая степень эрозии этих частей обусловлена тем, что на этих местах кроме жидкостей собираются также твердые механические частицы, и происходит их периодическое движения вверх-вниз по потоку. Механические смеси (частицы) в водной фазе (карбонаты и сульфиды железа, песок, глина и т. д.) попадают в жидкую каплю фазы и оказывают постоянное гидроэрозионную воздействие на защитный слой карбонатов в нижней части внутренней поверхности труб.

Коррозионные разрушения, наблюдаемые в нижней части труб для технологических нефтегазопроводов относительно большого диаметра, очень характерны для системы сбора нефти и газа Азербайджанских месторождений [4]. Эрозионное воздействие механических частиц основано на силах гравитации, и оно может быть предотвращено силами, имеющими противоположное направление, возникающее в пристенной области градиентно-скоростного поля, т.е. силы Бернулли [5]. Понятно, что исключить контакт воды или механических частиц с поверхности трубопровода невозможно. Поэтому, для защиты трубопровода от эрозии необходимо обеспечить вынос твердых частиц в ядро потока без контакта с поверхностью трубопровода. Для защиты трубопровода от коррозии при движении мультифазных систем необходимо обеспечить эмульсионный режим движения, при котором градиент статического давления в потоке будет больше разности удельных весов механических частиц и нефти или газа:

$$dP/dr > (\rho_{\text{м.ч.}} - \rho_{\text{г}})g \quad (1)$$

Максимальное значение градиента скорости:

$$(dP/dr)_{\text{м}}=16u^2\rho\alpha(1-d^2)/D \quad (2)$$

Подавляющее большинство эффектов эрозии (95%) создает фракции песка в основном размером $d > 0{,}5$ мм. Тогда при относительном координате α=0,995

слой, который остается на дне трубопровода (с толщиной 0,005 D) для коррозионно-эрозионного процесса практически никакой опасности не представляет (относительный координатα=$\frac{r}{R}$, равная отношению расстояния от оси потока до исследуемой точки, к половине диаметра поперечного сечения потока.

Для определения скорости переноса механических частиц, обеспечивающей защиту трубопровода от коррозии-эрозии получим:

$$\vartheta = A\sqrt{\left(1 - \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{м.ч.}}}\right) D} \qquad (3)$$

где A=7,86 $\frac{\sqrt{\text{м}}}{\text{с}}$.

Согласно уравнения (3) была вычислена скорость переноса механических частиц в газовом потоке для различных диаметров газопровода (рисунок 1).

Как видно из рисунка, скорость переноса с увеличением диаметра трубопровода монотонно растет.

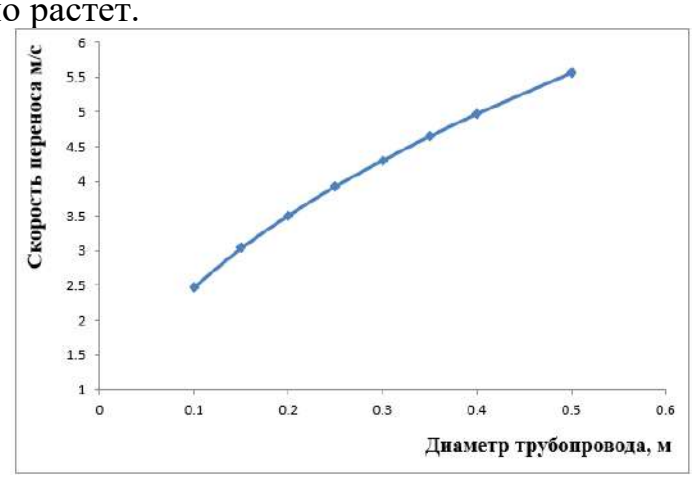


Рисунок 1 Зависимость скорость переноса механических частиц в газовом потоке для различных диаметров газопровода

Таким образом для защиты мультифазных трубопроводов от эрозионно-коррозионных осложнений необходимо обеспечить вынос твердых частиц и воды в ядро потока без контакта с поверхностью трубопровод

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / М.: Недра, 1973. С 280.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / М.: Недра,, 1977. С192.
3. Маричев Ф.Н., Гетманский М.Д., Тетерина О.П. и др. // ВНИИОЕНГ, Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. 1981. Вып. 8. С 44.
4. G.G,Ismayilov, E.K.Iskandarov // PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE dediscadet to the 90th anniversary of Academician Azad Khalil oglu Mirzajanzade, December 13-14, 2018, Baku, p.444-446.
5. Лебедева Е.В.,Ситенков В.Т. // Технология масел и топлив.1999. №1, С 44.

УДК 697.4

ОЦЕНКА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОПРОВОДА НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ.

Р.А. Исмайлов, С. Маммедли
АГУНП, г. Баку, Азербайджанская Республика

На режимы работы газопроводных систем оказывают влияние некоторые факторы, которые, вообще говоря, носят случайный характер. Например, температура окружающей среды, неравномерный характер отбора газа потребителями, что особенно ярко проявляется последнем участке магистрального газопровода. При расчете гидравлических потерь в газопроводе требуется вычислить значение гидравлического сопротивления в трубопроводе, которое в условиях характерного для магистрального газопровода турбулентного режима течения, зависит от шероховатости трубы. Но шероховатость трубы однозначно определить тоже не представляется возможным и принимается по соответствующим нормам, например, для новых труб. Для труб, находящихся в эксплуатации это значение носит весьма условный характер, так как по всей длине участка газопровода шероховатость может быть различной. В результате, с допустимой точностью, мы можем оценить коэффициент гидравлического сопротивления для идеальных условий новых заводских труб. В реальных условиях эксплуатации при загрязнениях внутренней полости трубопроводов коэффициент гидравлического сопротивления и как результат, гидравлические потери в трубопроводе возрастают. Иными словами, отклонение фактического значения гидравлического сопротивления от проектного значения, косвенно указывает на загрязнение внутренней полости трубопровода и это можно использовать как критерий аналитического диагностирования степени загрязненности внутренней полости трубопровода.

В настоящей работе представлена методика оценки гидравлического состояния газопровода по значениям корреляционных оценок связи давления и расхода в начале и в конце трубопровода.

В качестве базовой модели была взята нестационарная модель движения газа в трубопроводе [1]:

$$\begin{cases} -\dfrac{\partial P}{\partial x} = 2aG \\ -\dfrac{\partial P}{\partial t} = C^2 \dfrac{\partial G}{\partial x} \end{cases} \qquad (1),$$

где P- давление газа в трубопроводе;

G- массовая скорость в газопроводе;

C- скорость распространения звука в газе. После некоторых преобразований систему (1) можно представить только относительно давления в следующем виде:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} - \alpha^2 \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \qquad (2),$$

где $\alpha^2 = 2a/C^2$.

Применим преобразование Лапласа в соотношении (2) и получим следующее дифференциальное уравнение в изображениях Лапласа:

$$\frac{d^2P(x,s)}{dx^2} - \alpha^2 s\, P(x,s) = 0 \qquad (3).$$

Общее решение уравнения (3) записывается в следующем виде:

$$P(x,s) = C_1 \operatorname{sh} k_1 x + C_2 \operatorname{ch} k_2 x \quad (4),$$

где $k_1 = \alpha\sqrt{s}$; $k_2 = -\alpha\sqrt{s}$.

Значения для постоянных C_1 и C_2 находим из граничных условий (5) для давления в начале и в конце газопровода и для распределения давления по длине газопровода получаем соотношение (6).

$$P(0,s) = P_{\text{н}}(s);\ P(L,s) = P_{\text{к}}(s) \quad (5).$$

$$P(x,s) = P_{\text{н}}(s)\left[\frac{\operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,(\text{L}-\text{x})}{\operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}\right] + P_{\text{к}}(s)\left[\frac{\operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,x}{\operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}\right] \quad (6).$$

Используя первое уравнение системы (1) из соотношения (6) для расхода в конце газопровода получаем:

$$G_{\text{к}}(s) = P_{\text{н}}(s)\left[\frac{\alpha\sqrt{\text{s}}}{2\text{a}\ \operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}\right] - P_{\text{к}}(s)\left[\frac{\alpha\sqrt{\text{s}}\ \operatorname{ch}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}{2\text{a}\ \operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}\right] \quad (8).$$

Умножим обе части соотношения (8) на $P_{\text{н}}(s)$ и перейдем к корреляционным функциям:

$$R_{G_{\text{к}}P_{\text{н}}}(s) = R_{P_{\text{н}}P_{\text{н}}}(s)\left[\frac{\alpha\sqrt{\text{s}}}{2\text{a}\ \operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}\right] - R_{P_{\text{к}}P_{\text{н}}}(s)\left[\frac{\alpha\sqrt{\text{s}}\ \operatorname{ch}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}{2\text{a}\ \operatorname{sh}\alpha\sqrt{\text{s}}\,\text{L}}\right] \quad (9).$$

Далее после разложения гиперболических функции в квадратных скобках в ряд Маклорена [2] в окрестности точки $s = 0$ и ограничимся в разложении первым членом ($\sinh \propto \sqrt{\text{s}}\,L \sim \propto \sqrt{\text{s}}L$; $\cosh \propto \sqrt{\text{s}}L \sim 1$), окончательно для оценки коэффициента 2a следующее расчетное соотношение:

$$2a = \frac{R_{P_{\text{н}}P_{\text{н}}}(s) - R_{P_{\text{к}}P_{\text{н}}}(s)}{R_{G_{\text{к}}P_{\text{н}}}(s)L} \qquad (10).$$

Таким образом, по фактическим замерам давления в начале, давления и расхода в конце газопровода мы выходим на оценку коэффициента 2a и косвенно коэффициента гидравлического сопротивления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. R.A. Ismayilov Modeling of movement of non-equilibrium gases in the pipeline. Modern problems of innovative technologies in oil and gas production and applied mathematics". Proceedings of the International conference dedicated to the 90th anniversary of academician Azad Khalil oglu Mirzajanzade. Baku. December 13-14, 2018, p. 208-210.

2. Корн Гранино А. Справочник по математике для научных работников и инженеров. Издательство «Лань». -2003, 832с.

УДК: 66.063.6

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ МУЛЬТИФАЗНЫХ СИСТЕМ В ГИДРОЦИКЛОНАХ

Г.Г. Исмайылов, А.П. Гулубейли
АГУНП, г Баку

В нефтегазодобыче и транспорте углеводородов часто требуется разделять дисперсные системы. В зависимости от типа такой системы используют различные методы: отстаивание, фильтрование, центрифугирование и флотацию.

Центрифугирование применяется для разделения неоднородных жидких систем по плотности под действием центробежных сил. Аналогичный процесс происходит в гидроциклонах, которые отличаются конструкцией от центрифуг.

Исследователи [1-3] занимались применением гидроциклонов для разделения водо-нефтяных эмульсий. Однако на практике гидроциклоны часто оказываются неэффективными для разделения эмульсий.

В работе была проанализирована причину малой эффективности гидроциклонов для разделения мультифазных систем на основе теории динамики градиентно-скоростного поля и с учетом взаимодействия фаз при их разделении.

Как известно, скорость разделения неоднородных систем в поле центробежных сил выше по сравнению со скоростью разделения этих систем в поле силы тяжести. Центробежная сила возникает, как сила инерции при вращательном движении тел, и направлена всегда по радиусу от оси вращения к периферии.

В общем случае центробежная сила ($F_{\text{ц}}$) выражается следующим равенством:

$$F_{\text{ц}} = \frac{mv^2}{r} \tag{1}$$

где m-масса вращающей частицы,

$r -$ радиус вращения, м,

$v -$ окружная скорость вращения, которая равна:

$$v = \frac{2\pi nr}{60} \tag{2}$$

С учетом (2) для определения центробежную силу можно написать:

$$F_{\text{ц}} = 1.85 \cdot 10^{-3}\pi d^3 \rho_{\text{ч}} n^2 \cdot r. \tag{3}$$

Здесь d и $\rho_{\text{ч}}$-соответственно диаметр и плотность вращающей частицы.

Линия 1, которая характеризирует распределение центробежной силы увеличивается с уменьшением расстояния до оси циклона. Линия 2 характеризирует распределение сил Бернулли, которая имеет максимум на удалении от оси циклона, равном 0,577R (R-радиус циклона). Эти силы имеют противоположные направление и при преобладание силы Бернулли над центробежной силой ($F_{\text{ц}}$) капли диспергированной воды перемешаются к оси циклона, а не к его стенкам (рисунок 1).

С учетом вышеотмеченного, было проанализирована условия равенства силы Бернулли и центробежной силы в гидроциклоне. Значение силы Бернулли в общем случае, при наличии дисперсионной среды механических частиц диаметром (d) можно определить следующей формулой [4]:

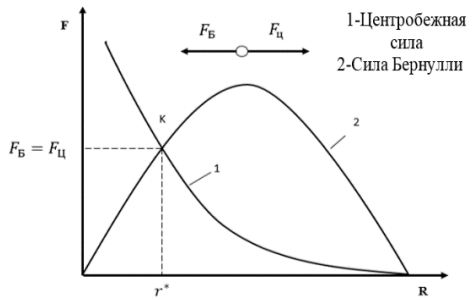


Рисунок 1 - Движущие силы гидроциклона

$$F = 8.39\rho d^3 u^2 \alpha(1-\alpha^2)/D \quad (4)$$

где ρ - плотность дисперсионной среды кг/м^3, $\alpha = r/R$.

С учетом того, что, в точке К (рисунок 1) отмеченные силы равны, тогда согласно выражениям (3) и (4) после некоторых сокращений получим следующее условие для вычисления параметра r^*, соответствующее $F_ц \geq F_Б$:

$$r \leq R\sqrt{1 - 0.00044 \cdot \frac{\rho_ч}{\rho} \cdot \frac{n^2R^2}{u^2}} \quad (5)$$

Тогда условия (5) будет выполняться при соблюдении следующего неравенства:

$$n \leq \frac{u}{0.021 \cdot R \cdot \sqrt{\rho_ч/\rho}} \quad (6)$$

Согласно формуле (6), были исследованы характеры влияния скорости потока (u), радиуса гидроциклона (R) и отношения плотностей частиц и жидкости на число оборотов n. С этой целью был выведен расчет числа оборота вращения при следующих исходных данных: - скорость потока u=0.5; 1.0; 1.5; и 2.0 м/с, - радиус гидроциклона R=0.2; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0 и 1,5 м, - отношение плотностей $\frac{\rho_ч}{\rho}$= 1,3; 1,5; 2,0; 2,5.

По результатам расчетов было построено зависимости n=f(u), которые представлены на рис.2. Как видно из рис. 2, в рамках соблюдения условия (5) с ростом скорости потока число оборотов пропорционально растет.

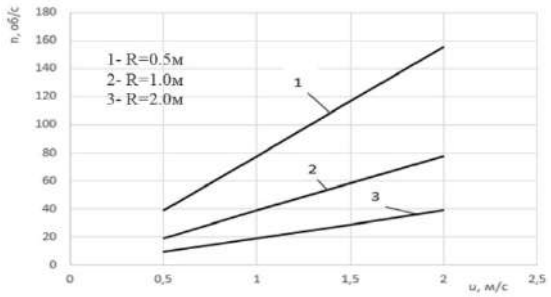


Рисунок 2 - Зависимость n=f(u)

Таким образом, согласно мультифазной технологии была проанализирована причина малой эффективности гидроциклонов для разделения мультифазных систем. Было установлено, что на основе правильного выбора технологических параметров можно избежать отрицательного влияния поперечной силы в цилиндрических потоках на работу гидроциклонов.

СПИСОК СПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафаев А.М., Гутман Б.М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности. Москва, Недра. 1981, 260 с.
2. Терновский И.Г., Кутепов А.М. Гидроциклонирование. Москва, Наука, 1994.
3. Асханов Р.Р., Данилов В.И., Нурмухамедов Н.Х. Стабилизация нефти с помощью гидроциклона. Уфа. Фонд содействия развития научных исследований, 1996, 119с.
4. Ситенков В.Т. Теория градиентно-скоростного поля. М.; ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004, 308с.

УДК 622.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО)

А.Э. Ишалин, Р.Р. Фарухшина
УГНТУ, г. Уфа

Совместное применение альтернативных и традиционных методов получения энергетических ресурсов, на сегодняшний день, является одним из важнейших этапов повышения уровня энергетики страны. При транспорте энергоресурсов, особое внимание должно уделяться потерям, которые сопровождают те или иные процессы.

Наиболее энергозатратными на компрессорной станции являются аппараты воздушного охлаждения (АВО). До 80% электроэнергии компрессорной станций потребляют приводы АВО. В настоящее время электроэнергия для их питания и в целом для компрессорных станций получается по ЛЭП от ближайшей электростанции. Однако возможно применение альтернативного метода, основанного на использовании водородных топливных элементов.

В работе рассмотрены различные типы водородных топливных элементов, а также рассмотрена эффективность их интеграции в технологическую схему компрессорной станции. Данный способ получения электроэнергии предлагается впервые и может быть эффективным решением для обеспечения энергией аппаратов воздушного охлаждения.

Были произведены сравнения традиционного электроснабжения и электроснабжения с использованием топливных элементов. Так, выбросы в атмосферу загрязняющих веществ при эксплуатации топливных элементов значительно ниже, чем при использовании газотурбинных агрегатов на электростанциях.

Еще одним недостатком традиционной системы снабжения электроэнергией компрессорных станций, является то, что всего около 30-40% энергии топлива доходит до конечного потребителя, а при использовании ТЭ почти 80%. По этой причине использование топливных элементов в качестве источника электроэнергии для питания аппаратов воздушного охлаждения (АВО) на головной компрессорной станции представляет собой эффективный способ повышения энергетической эффективности предприятия. Это позволит компрессорным станциям получать электроэнергию независимо от генерирующих компаний, что является более выгодным решением с экономической, экологической и технической точек зрения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кашин А.М., Голодницкий А.Э. Энергетические установки с топливными элементами - перспективы практического использования в электроэнергетике // Вести в электроэнергетике. 2019, № 1.
2. Бредихин С.И., Гэлодницкий А.Э., Дрожжин О.А., Истомин С.Я., Ковалевский В.П., Филиппов С.П. Стационарные энергетические установки с топливными элементами: материалы, технологии, рынки. - М.: НТФ «Энергопрогресс» Корпорации «ЕЭЭК»,2017.392с.
3. Радченко, Р. В. Водород в энергетике : учеб. пособие / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229с.

УДК 622.692.4.053

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНОГО ШВА РАВНОПРОХОДНОГО ТРОЙНИКА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

З.Р. Кайбышева
УГНТУ, г. Уфа

Для расчета механических напряжений в сварном шве и околошовной зоне тройниковых соединений нет аналитических (в том числе полуэмпирических) формул, обеспечивающих приемлемую точность результатов. Для решения этой задачи и исследования напряженного состояния сварных швов тройниковых соединений была создана цифровая модель данного объекта в программном приложении Abaqus (рисунок 1).

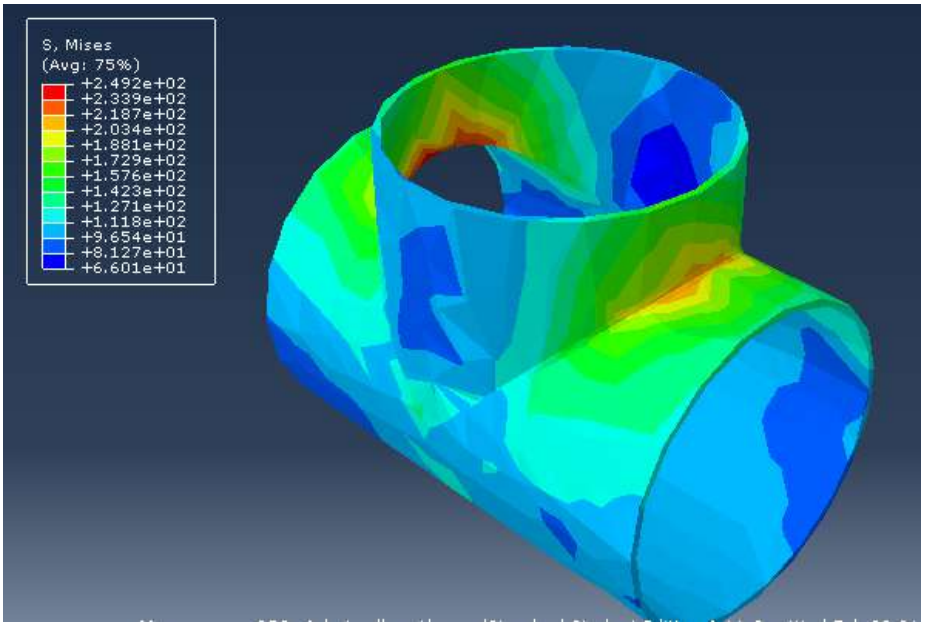


Рисунок 1 - Цифровая модель тройника в напряженном состоянии

В программном приложении обеспечивается достаточно точное описание реальной формы тройников, а применение метода конечных элементов для численных расчетов напряженного состояния сварного шва с учетом действующих нагрузок, позволяет получить приемлемое решение. Из результатов численных расчетов следует, что напряженное состояние сварного шва тройника является неоднородным - существуют зоны, где механические напряжения значительно превышают номинальные напряжения в стальном трубопроводе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Загидулин Р.В., Мужицкий В.Ф. Исследование напряженно-деформированного состояния сварного шва и околошовной зоны трубы. – 3 Международная выставка–конференция «Неразрушающий контроль и техническая диагностика в промышленности», г. Москва, 17-19 марта 2004 г., с.120-122.
2. Рыжов С.А., Ильин К.А., Тропкин С.Н., Нуштаев Д.В. Бородин А.К. и др. SIMULIA Abaqus. Начало работы. - М.: ООО «ТЕСИС», 2021. – 287 с.

УДК 006.88:621.644

АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ЗОНЫ ПОРАЖЕНИЯ ОТ ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ РАЗРЫВЕ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОСКОЛКОВ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩЕГО МЕРОПРИЯТИЯ «УВЕЛИЧЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА»

Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев
РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», г. Москва

В связи с тем, что по магистральным газопроводам (МГ) транспортируются вещества, способные причинить во время аварии ущерб здоровью сотрудникам эксплуатирующих организаций, населению и окружающей среде, то в соответствии с [1] МГ относятся к ОПО, на которые в процессе эксплуатации распространяется ряд условий, ограничений и требований, направленных на защиту МГ и окружающей среды.

В целях обеспечения должного уровня безопасности, на землях, где размещены объекты магистрального транспорта газа действуют специальные обременения (ограничения) на использование территории посредством установления зон минимальных расстояний (ЗМР), в соответствии с требованиями [2].

В случае отступления от существующих норм и правил в части обеспечения безопасности МГ, а также объектов, не относящихся к МГ, разрабатываются компенсирующие мероприятия, направленные на снижение риска аварий. Рекомендуемые компенсирующие мероприятия (или же специальные меры безопасности) изложены в п. 24 [3].

В соответствии с п. 200 [3] результаты количественного анализа риска с учетом применения дополнительных мер безопасности учитываются при обосновании ЗМР от МГ до зданий и сооружений, расположенных вблизи МГ, в том числе для обоснования степени защиты людей в зданиях.

В работе предлагается рассмотреть техническое мероприятие по увеличению глубины залегания участка МГ для поражающего фактора «Разлет осколков» и сравнить полученные результаты со значениями ЗМР, изложенными в нормативном документе [4].

При разрыве участка МГ образуются осколки (части тела трубы), которые могут принести ущерб различного рода объектов, увечья или смерть человека. Форма осколков и направление их полета являются величинами случайными и равновероятными, рассеивание осколков по площади зависит только от расстояния от места разрыва МГ, а зона воздействия на поверхности земли имеет форму круга.

Результат анализа параметров зон поражения, выполненный в соответствии с методическим комплексом ФС Ростехнадзор [5] для различных значений диаметра (325 мм, 530 мм, 820 мм, 1020 мм, 1220 мм, 1420 мм) и давления участка МГ P=7,4 МПа приведен на рис. 1 при глубине залегания МГ h=0,8 м и

h=3,0 м (до верхней образующей трубы). Также, для сравнения полученных значений зон поражения со значениями ЗМР, приведенными в табл. 4 [4] для различных групп объектов сопоставили их совместно на графике (рисунок 1).

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что повышенное заглубление МГ является эффективным методом, способным значительно сократить зоны поражения и тем самым обеспечить безопасность сторонних объектов от образующихся осколков при разрыве участка МГ в случае аварии.

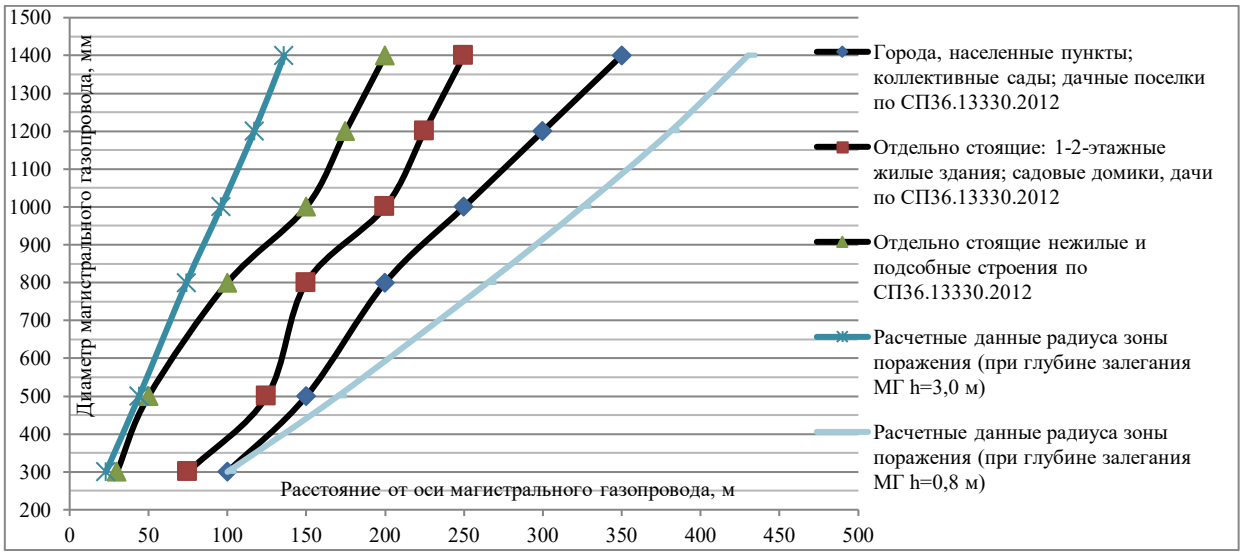


Рисунок 1 – Графическое отображение результатов анализа параметров зон поражения (разлет осколков) при глубине залегания МГ h=0,8 м и h=3,0 м (до верхней образующей трубы), а также сравнение со значениями ЗМР по таблице 4 [4]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 116-ФЗ от 21.07.1997. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изм. от 01.07.2021). [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru (дата обращения: 24.09.2023).
2. 2190-ФЗ от 29.12.2004. Градостроительный кодекс Российской Федерации (с изм. на 29.12.2022). [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru (дата обращения: 24.09.2023).
3. «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденные приказом Ростехнадзора № 517 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru (дата обращения: 24.09.2023).
4. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* от 25.12.2012 (с Изменениями № 1, 2, 3, 4). [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru (дата обращения: 24.09.2023).
5. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа», утвержденное приказом Ростехнадзора от 22.12.2022 № 454 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru (дата обращения: 24.09.2023).

УДК 622.692.4.053

БЕЗОПАСНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

А.О. Келло, М.О. Мызников
ОмГТУ, г. Омск, г. Братск

Станции магистрального нефтепровода ВСТО оснащены частотно-регулируемым приводом магистральных насосных агрегатов. Перекачка построена по жесткой технологической схеме из насоса в насос. При этом на максимальных режимах может одновременно использоваться в работе до 27 магистральных насосов, соединенных последовательно. Для обеспечения надежной и безопасной работы необходима точная настройка частотно-регулируемого привода насосных агрегатов. Показана возможность обеспечения требуемых объемов поставки нефти при минимальном допустимом нагружении трубопровода с помощью гидравлического расчета путём подбора необходимых параметров частотного регулирования [1-3].

Были решены задачи: 1. Разработана методика определения параметров работающих станций, насосных агрегатов, характеристик частотного регулирования для получения заданной пропускной способности трубопровода, мониторинга и обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода. 2. Выполнена оценка влияния настроек частотного регулирования на технико-экономические показатели перекачки.

Производительность перекачки определяется геометрическими размерами трубопровода, количеством используемых насосных агрегатов, свойствами и температурой нефти, настройками частотного регулирования насосов.

На рисунке 1 показаны результаты гидравлических расчетов технологических режимов для разных производительностей с частотным регулированием (пунктирные линии гидроуклона) и без частотного регулирования.

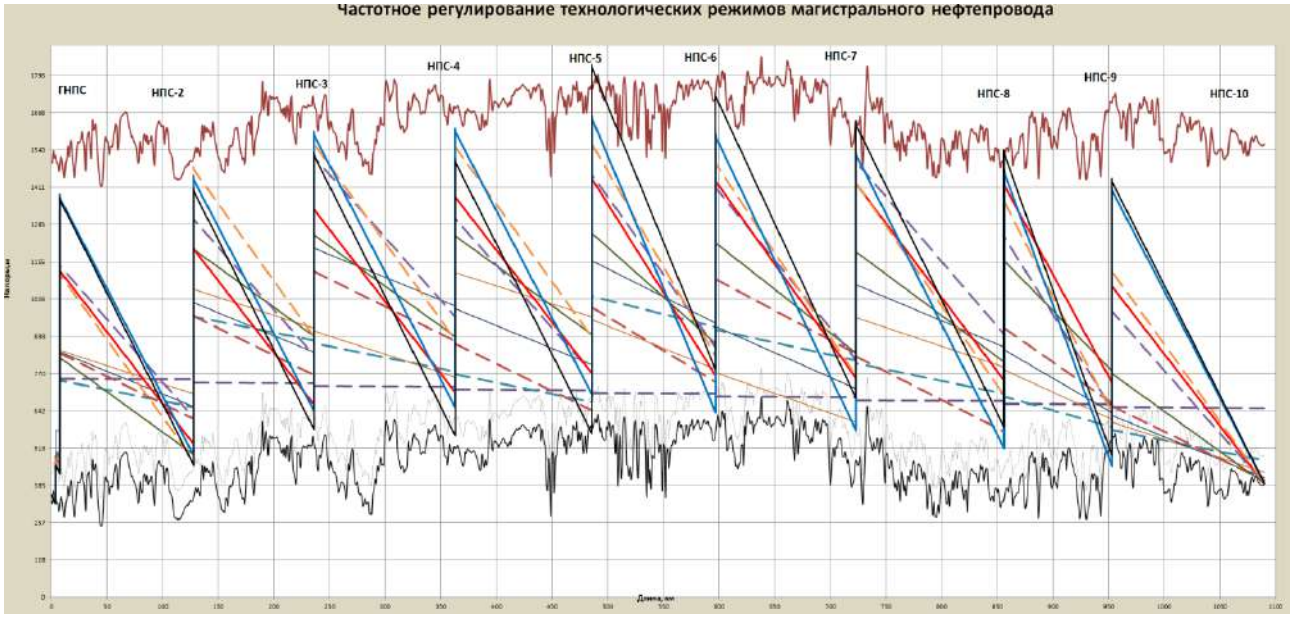


Рисунок 1 - Линии гидроуклонов технологического участка

Итерационным способом подбираются параметры частотного регулирования, таким образом, чтобы обеспечить необходимую производительность нефтепровода минимально возможное давление в трубопроводе и достаточный напор на всасывающих линиях НПС. Результаты расчетов с частотным регулированием и без него представлены в таблице 1.

Таблица1 - Результаты расчетов

Цвет линии гидроуклона											
Номер режима	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производительность, (млн.т/год)	1,83	15,00	19,78	22,53	24,96	31,08	40,00	43,16	45,00	53,98	54,90
Наличие частотного регулирования	да	да	нет	нет	нет	нет	да	нет	да	нет	нет
Удельные энергозатраты,	55,16	14,93	11,73	13,55	12,45	15,14	18,37	19,25	20,49	24,57	25,89
Возможность реализации	да	да	нет	да	да	да	нет	да	да	нет	нет
Обобщенный КПД насосных агрегатов, %	3,9	22,1	37,2	37,7	47,0	53,4	65,8	71,1	71,5	80,9	79,0

Режим 1 может применяться выполнения плановой поставки, но с учетом несущей способности трубопровода. Для получения режима 2 необходимо регулирование напора насоса на НПС-1 30%, на НПС-2 14%. Для получения требуемой производительности 40 млн.т/год необходимо регулирование на НПС-6 двух насосов 19%. Для обеспечения производительности 45 млн.т/год требуется регулировка трех насосов на НПС-8 с уменьшением напора на 33%, двух насосов на НПС-9 с уменьшением напора на 26%. Режим 10 является не рабочим при заданных свойствах жидкости вследствие отсутствия кавитационного запаса на НПС-6, НПС-9. Режим 11 нереализуем вследствие превышения несущей способности трубопровода на выходе НПС-5…8 и возникновении условий для кавитации на входе на НПС-5,9. Остальные режимы подбираются комбинацией включения насосов.

Выводы: Разработанная методика и программное приложение позволяют определять безопасные режимы перекачки нефти на технологическом участке магистрального нефтепровода с учетом геометрических характеристик трубопровода, допустимых рабочих давлений, изменения условий поставки нефти, количества работающих станций, числа задействованных насосных агрегатов и параметров их частотного регулирования, свойств перекачиваемой жидкости, уровней взливов резервуаров. Настроечные коэффициенты частотного регулирования дают возможность изменять положение рабочих точек технологических режимов и получать необходимые параметры для безопасной работы нефтепровода и мониторинга. Методика позволяет учитывать индивидуальные характеристики и настроечные коэффициенты частотного регулирования для каждого насосного агрегата.

Рекомендации: Представленные подходы могут вызвать интерес у оперативного персонала, управляющего нефтепроводами, инженеров технологов, определяющих рабочие режимы, а так же у проектировщиков, рассчитывающих режимы эксплуатации трубопровода с учетом частотного регулирования. Подходы могут быть использованы для расчетов других магистральных нефтепроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенкова М. Ю., Гладенко А. А., Земенков Ю. Д. Оперативный мониторинг режимов транспорта нефти при частотном регулировании насосного агрегата // Динамика систем, механизмов и машин. 2018. Том 6, № 2. С. 16-20.
2. Шабанов В.А., Шарипова С.Ф., Ахметгареев А.А. Влияние частоты вращения на КПД магистрального насоса // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013. №4. С. 13-19.
3. Келло А.О., Мызников М.О. Определение основных характеристик частотного регулирования насосов для мониторинга магистрального трубопровода//г. Омск. IV Международная научно-технической конференции молодых учёных «Транспорт и хранение углеводородов» С. 16-19.

УДК 622.691.48

ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА ГАЗОПРОВОДАХ

А.А. Козлов, Ф.Г. Тухбатуллин
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Несмотря на распространение технологии сжиженного природного газа (СПГ), основным способом транспортировки природного газа потребителям является трубопроводный транспорт [1]. Для эффективной с точки зрения экономики и экологии работы трубопровода требуется постоянный мониторинг наличия утечек газа с помощью не только внутритрубной диагностики [2], но и систем обнаружения утечек (СОУ), основанных в том числе на параметрических методах [3].

В работе представлен параметрических метод обнаружения утечек, определяющий координату утечки по данным, получаемым от контрольно-измерительной аппаратуры. Для оценки результатов работы СОУ, базирующейся на данном методе, производится моделирование газопровода с утечкой реального газа, задаваемой двумя параметрами: координатой и диаметром сечения [4]. Пример результатов моделирования представлен на рисунке 1.

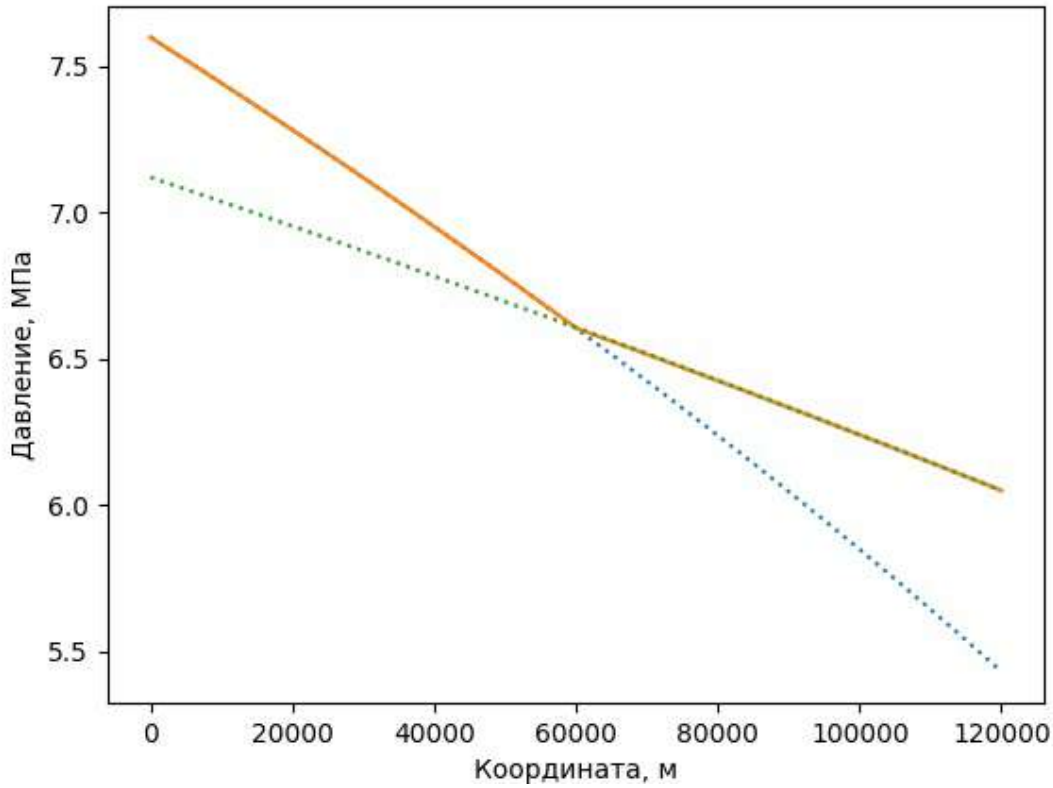


Рисунок 1 – Пример распределения давления, получаемого при моделировании

Далее параметры поступают в программу, выполняющую роль СОУ, где определяется координата утечки. Тестирование проведено на горизонтальном и негоризонтальном трубопроводах.

По результатам работы получена количественная оценка погрешности определения координаты утечки при различных комбинациях диаметра и координаты. Изучено влияние профиля трубопровода. Сделаны выводы о применимости данного метода для поиска утечек малых диаметров. Произведен расчет экономических потерь при отсутствии постоянного мониторинга утечек на участке трубопровода согласно данным [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко [и др.]. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. 117 с.
2. Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Том Часть 1. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. 86 с.
3. Козлов А.А., Симонов М.Ю., Шестаков Р.А. Актуальность обнаружения малых утечек на газопроводах // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Тезисы докладов VI Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию М.М. Ивановой, Москва, 19–21 сентября 2022 года. М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. С. 300-301.
4. Лурье М.В., Мусаилов И.Т., Лысенко Н.О. Эффективный метод расчета утечек газа через сквозные отверстия в стенках газопроводов и сосудов высокого давления // Территория Нефтегаз. 2020. №3-4. С. 110-116.
5. «Газпром» назвал текущую себестоимость добычи газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2016/06/01/643170-gazprom-sebestoimost-gaza (дата обращения: 29.10.2023).

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

Ю.В. Исмайлов, И.В. Гладков, А.Ю. Захарина
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования организационной структуры ремонтного консорциума, ориентированной на эффективное сочетание гибкости и специализации.

Общая цель внутритрубной диагностики (ВТД), электрометрических обследований (ЭМО), визуальных обследований в шурфах (ОВШ), реализации дополнительных видов обследований (ДВО) и оценки ущерба от аварий (ОУА) состоит в регламентировании сбора исходных данных, необходимых для расчетно-аналитического анализа работоспособности линейной части магистральных газопроводов, в том числе реализации алгоритмов расчета количественных показателей оценки работоспособности участков газопроводов.

Система газопроводов является сложным техническим комплексом, проектирование, сооружение и эксплуатация которого ведется на основе действующей в отрасли системы нормативно-технических документов (НТД). При этом следует учесть, что система газопроводов проходит по мере своего существования ряд стадий жизненного цикла (проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт и т.д.). Для повышения эффективности в условиях эксплуатации газопроводов должны широко использоваться специализированные экспертные системы логического анализа вариантов совершенствования организационной структуры [1, 2].

При проектировании газотранспортных систем необходимо учитывать такие их особенности, как значительная протяженность, расположение объектов МГ на территориях, расположенных в различных природно-климатических зонах, особенности рельефа местности и почв в районах прохождения трассы газопровода и т.п.

На различных стадиях жизненного цикла газопровода формируется большое количество разнородной информации о состоянии газопроводов, объектов их инфраструктуры и прилегающей к ним местности, в том числе оперативно-диспетчерской информации о значениях контролируемых параметров технологических процессов, режимах работы компрессорных станций, линейных участков и системы газопроводного транспорта в целом.

В состав этой информации также входят результаты испытаний и диагностических обследований объектов газотранспортных систем, сведения о проведенных ремонтных работах, авариях и инцидентах, выбросах вредных веществ и т.п.

Пакет прикладных программ должен характеризоваться:

- инвариантным (по отношению ко всем пользователям) перечнем решаемых задач;

- универсальным составом используемых технических и программных средств, обеспечивающих их совместимость и преемственность на всех уровнях принятия управленческих решений;

- структурой и составом информационного обеспечения, позволяющими реализовать необходимую целевую обработку комплексной информации о результатах технического диагностирования газопроводов для различных уровней управления.

При разработке аналитической системы следует руководствоваться требованиями нормативно-технических документов на создание автоматизированных систем в информационной среде.

При создании ППП-Ремонт необходимо руководствоваться рядом принципов, позволяющих на основе результатов диагностических обследований оценить реальное техническое состояние участков газопроводов, обеспечить возможность анализа диагностической информации для выполнения подобной оценки, при помощи методов принятия решений получить оценки риска эксплуатации участков газопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Китаев С.В. Совершенствование организационной структуры ремонтного консорциума в условиях эксплуатации месторождений нефти и газа / С.В. Китаев, Ю.В. Колотилов, И.В. Гладков, И.Г. Воеводин, А.Ю. Плотников. - Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – №5-6. – С.70-76.
2. Волков И.К. Исследование операций / И.К. Волков, Е.А. Загоруйко. – М.: МГТУ, 2000. – 435 с.

УДК 622.691.4

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОПАСНОСТЕЙ НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Д.Н. Комаров, Ли Синьхао, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На текущий момент по магистральным газопроводам (МГ) транспортируется основная часть природного газа, как экспортируемого, так и распределяемого внутри страны [1]. Основным способом прокладки МГ является подземный, что влечет за собой влияние окружающего грунта на него особенно в случаях его прокладки в сейсмоопасных районах [2].

Международные трубопроводные проекты, как правило, выполняются в два отдельных этапа: этап предварительного проектирования, обычно называемый «начальным инженерным проектированием» (НИП), и второй этап «под ключ» для выполнения детального проектирования и строительства, который обычно называется «проектирование, закупки и строительство» [3].

Таблица 1 – Мероприятия по определению характеристик геологических опасностей, относящиеся к этапам проектирования трубопровода

Деятельность по характеристике геологических опасностей	Тип опасности		
	Разлом	Сжижение	Оползень
Обзор технической литературы	•	•	•
Оценка карт и изображений	•	•	•
Предвар. определение проектных параметров	•		
Вероятностная оценка сейсмической опасности		•	•
Интерпретация изображений дистанционного зондирования	•	•	•
Полевая рекогносцировка	•	•	•
Геолого-геоморфологическое картирование	•	•	•
Топографическое профилирование	•		
Стратиграфический анализ почв на сегодняшний день формы рельефа	•		
Подповерхностная геотехническая разведка		•	•
Палеосейсмические раскопки траншеи	°		
Датировка геологических отложений	°		
Окончательное определение параметров водоизмещения	•	•	•
• Обычно проводится; ° Обычно не проводится			

Ограниченный объем работ НИП обычно ограничивает характеристику геологических опасностей камеральными исследованиями (обзор литературы, карты геологии поверхности и, возможно, аэрофотоснимки, если они доступны). Цели геологической характеристики, проводимой в рамках НИП, заключаются в

том, чтобы избежать прокладки трубопровода через геологически опасные районы, избежать районов, где геотехнические условия могут оказаться проблематичными для строительства трубопровода [4,5].

Следовательно, важность определения характеристик геоопасностей и смягчения их последствий в надлежащей перспективе с другими видами планирования и предварительной инженерной деятельности во время НИП является первостепенной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газоснабжение: Курс лекций / А.М. Короленок, В.А. Короленок, Д.Н. Комаров, Р.А. Шестаков. – М.: ООО "МАКС Пресс", 2019. 148 с.
2. Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко [и др.]. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. 117 с.
3. Техническое регулирование и промышленная безопасность. Магистральные трубопроводы: Научное издание / В.С. Аванесов, А.Б. Александров, С.А. Александров [и др.]. – М.: Межотраслевой фонд "Национальный институт нефти и газа", 2004. 364 с.
4. СП 436.1325800.2018 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от оползней и обвалов. – М.: Стандартинформ, 2019. 50 с.
5. Скапинцев А.Е., Потапов А.Д., Лаврусевич А.А. Инженерная защита трубопроводов от эрозионных процессов // Вестник МГСУ. 2013. № 7. С. 140-151.

УДК 622.691.4:621.3.083

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ЧАСТИЧНОГО КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРО-ХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

А.Ю. Компанец, УГТУ, г. Ухта

Магистральные газопроводы эксплуатируются в различных климатических условиях, грунтах различной коррозионной активности, а также в морской воде. Для обеспечения антикоррозионной защиты газопроводов используется комплексное сочетание пассивной (изоляционные покрытия) и активной (электрохимической) защиты. В настоящее время контроль защищенности от коррозии МГ, эксплуатирующихся в сложных условиях, является актуальной задачей научных исследований.

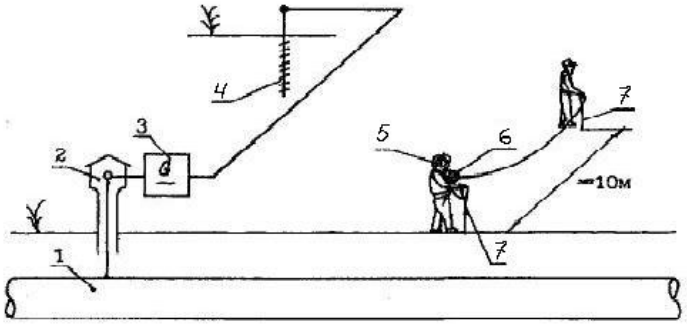
Измерения методами электрометрической диагностики собственно МГ производятся непосредственно над трубопроводом и их результаты содержат информацию о состоянии системы трубопровод. Рассмотрим методы работы, производимые непосредственно над трубопроводом. Их можно подразделить на несколько групп:

1) Методы, основанные на переменном токе;

1.1) Метод выносного электрода:

- Двухэлектродный метод;
- Трехэлектродный метод;

Метод с использованием переменного тока (метод Пирсона) имеет следующие преимущества: его можно применять в зоне влияния блуждающих токов. Использование переменного тока дает возможность существенно снизить погрешность измерений за счет исключения погрешности, вызываемой не идентичностью электродов сравнения.



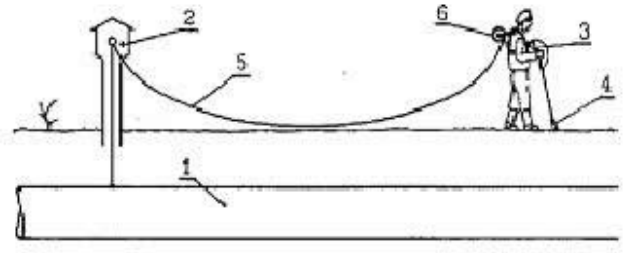
1 - труба, 2 - КИП, 3 - генератор звуковой частоты, 4 - временный заземлитель, 5 - головные телефоны, 6 - приемник ИПИ, 7 - стальные электроды

Рисунок 1 – Метод с использованием переменного тока

Недостатки: необходимость специального источника тока генератора переменного тока или иного технического решения, измерительного устройства, не реагирующего на посторонние сигналы.

Метод выносного электрода. Для реализации этого метода необходимо иметь измерительный провод с катушкой. Один конец провода подключают к контрольному выводу в КИП, другой - к измерительному прибору. Передвигаясь

вдоль трубы и переставляя электрод сравнения с заданным шагом, регистрируют разность потенциалов "труба-земля" в каждой точке.



1-трубопровод, 2-КИП, 3-измерительный прибор, 4-переносной МСЭ, 5-измерительный провод, 6-съемная катушка с проводом

Рисунок 2 Метод выносного электрода

Метод выносного электрода является грубым методом и может применяться только для выявления крупных или многочисленных сравнительно мелких повреждений в изоляции. Метод выносного электрода применяют на участках трубопровода, на которых отсутствуют блуждающие токи источников постоянного тока.

Двухэлектродный метод является одним из самых известных методов интенсивных измерений.

Преимущества двухэлектродного метода: с точки зрения технических измерений, двухэлектродный метод является простейшим, т.к. показания снимаются непосредственно на КИПе без суммирования расчетов.

Недостатки двухэлектродного метода: необходимое измерение градиента напряжения осложняет снятие показаний на труднопроходимых участках и в черте города. При двухэлектродном методе необходимо непосредственное подключение к КИПу.

Трехэлектродный метод - это расширенный двухэлектродный метод.

Преимущества трехэлектродного метода: измерение левого и правого градиента напряжения в сочетании с расчетом потенциала, свободного от омической составляющей, позволяет в большинстве случаев сделать более точные выводы о катодной защите на участках нарушения изоляции, чем при других методах измерения.

Недостатки трехэлектродного метода: недостатки трехэлектродного метода те же, что и в двухэлектродном методе, только с добавлением дополнительного электрода сравнения измерения становятся еще более затруднительными на труднопроходимых участках, так как требуют согласованного движения всех членов бригады.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самусева Е.А. Анализ опасности морских трубопроводов для количественной оценки риска аварий. – М.: ЗАО «НТЦ Исследований промышленной безопасности», 2011.

2. РД 39-30-497-85 Методические указания по классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте: утвержден и введен в действие Министерством нефтяной промышленности СССР: дата введения 1981-02-10.

УДК 532.595.7

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТОВ ИНЕРЦИИ И УПРУГОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНОМ ТЕЧЕНИИ ЖИДКОСТИ

Н.Г. Коноплёв, Г.Е. Коробков
УГНТУ, г. Уфа

Существующие математические модели Ландау, Шлихтинга, Слёзкина, Лойцянского; Кочина, Штеренлихта, Миллионщикова, описывающие турбулентное течение жидкости в трубопроводе, не учитывают влияние материала и толщины стенки, а также не объясняют явления пульсаций давления и расхода жидкости.

На основе электрогидравлической аналогии, описывающей потери энергии жидкости на трение по длине как комплексную величину, авторами предлагается математическая модель, дающая наглядную картину пульсаций давления и расхода жидкости. В основе этой модели лежит представление о том, что потери энергии жидкости на трение по длине связаны с вязким и турбулентным сопротивлением, которое в свою очередь является следствием генерации и срыва вихрей с поверхности трубопровода. Эта генерация и срыв вихрей может быть представлена как переход упругой энергии жидкости в кинетическую и обратно. Колебания давления жидкости в трубопроводе круглого сечения при турбулентном стационарном течении, согласно представленной картине, вызываются периодическим переходом упругой и кинетической энергиями потока, при котором происходит дополнительная потеря энергии на вязкое трение. С точки зрения электрогидравлической аналогии, представленный механизм колебаний давления, вызванный перетоком энергий можно выразить в виде

$$L \cdot C \cdot \frac{\partial^2 P}{\partial \tau^2} + P = \left(X_{L1} - X_{C1}\right) \cdot Q_{СМ\ СТАЦ1}, \qquad (1)$$

где L – параметр индуктивности или инерционности. Отражает способность массы жидкости изменять количество движения;

C – ёмкостная характеристика трубопровода. Отражает способность жидкости в трубопроводе запасать упругую энергию деформации;

P – давление, отражающее колебательный процесс трансформации энергии;

X_{C1} – ёмкостное сопротивление трубопровода;

X_{L1} – индуктивное сопротивление трубопровода;

$Q_{СМ\ СТАЦ1(2)}$ – объёмный расход смещения, отражающий скорость деформации объёма жидкости $V_Ж$ в трубопроводе при стационарном режиме турбулентного течения.

Ёмкостное сопротивление трубопровода по формуле

$$X_{C1} = \frac{1}{n_1 \cdot C}. \qquad (2)$$

Индуктивное сопротивление трубопровода по формуле

$$X_L = n_1 \cdot L, \qquad (3)$$

где n_1 – фактическая частота колебания жидкости.

Параметр индуктивности предлагается рассчитывать по следующему выражению

$$L = \frac{m}{S_1^2} = \frac{\rho(t) \cdot l_{TP}}{S_1}, \quad (4)$$

где l_{TP} – геометрическая длина трубопровода;

$\rho(t)$ – плотность жидкости в трубопроводе при атмосферном давлении;

S_1 – площадь сечения недеформированного трубопровода;

Параметр ёмкостной характеристики трубопровода предлагается определять по формуле

$$C = \frac{V_{Ж.1}}{K(t)}, \quad (5)$$

где $V_{Ж.1}$ – объём жидкости в трубопроводе при атмосферном давлении;

$K(t)$ – приведённый модуль объёмной упругости жидкости, т.е. модуль упругости, учитывающий влияние температуры и материал стенки трубопровода при атмосферном давлении.

Формулы (2), (5) показывают влияние толщины стенки и материала трубопровода на способность накапливать упругую энергию.

Решением уравнения (1) является функция изменения давления от действия сил турбулентного трения

$$P_1 = -\frac{\zeta_S^2 \cdot (X_{L1} - X_{C1}) \cdot Q_{СМ\ СТАЦ\ 1\ MAX}}{n_1^2 - \zeta_S^2} \cdot \sin(\beta_1 \cdot \tau) + \zeta_S \cdot L \cdot Q_{СМ\ СТАЦ\ 1\ MAX} \cdot \sin(\beta_S \cdot \tau), \quad (6)$$

где $\beta_1 = \frac{\pi}{2} \cdot n_1$;

$\beta_S = \frac{\pi}{2} \cdot \zeta_S$;

τ – время;

$Q_{СМ\ СТАЦ\ 1\ MAX}$ – амплитудное значение расхода смещения.

Именно такой подход к представлению комплексного гидравлического сопротивления трубопровода позволил сформулировать основные силы, генерирующие колебания жидкости в трубопроводе, которые отражены в правой части уравнения (1): сила упругости жидкости и стенки трубопровода, а также сила инерции. Возникающие колебания от вихревого возмущения приводят к периодической деформации и ускорению жидкости – периодическому накоплению упругой и дополнительной кинетической энергии. В момент перехода одного вида энергии в другой, в виду разности способностей системы накапливать тот или иной вид энергии, происходят дополнительные потери энергии на вязкое трение.

УДК 622.692.4:536.243

ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

С.Е. Кутуков, О.В. Четверткова, В.Ю. Морецкий
ООО «НИИ Транснефть»

В НИИ Транснефть разработана и опробована Методика контроля гидравлической эффективности технологических участков нефтепроводов (далее - ТУ МН). Основным критерием оценки выступает коэффициент гидравлической эффективности, который показывает отношение расчетных потерь энергии на трение на ТУ МН к фактическим [1]:

$$K_{\text{гидр}} = \frac{h_\tau^{\text{теор}}}{H_\tau^{\text{факт}}} \quad (1)$$

где $h_\tau^{\text{теор}}$ – расчетное гидравлическое сопротивление участка нефтепровода, м;

$H_\tau^{\text{факт}}$ – фактические потери энергии на трение по данным датчиков давления СДКУ/ЕДКУ, м.

Расчетное гидравлическое сопротивление [2]:

$$h_\tau^{\text{теор}} = 0.08263\,\lambda\,\frac{Q^2}{D^5}L_\Sigma, \quad (2)$$

где D – диаметр проходного сечения нефтепровода, м;

L_Σ – эквивалентная длина участка нефтепровода, м;

Q – производительность перекачки, м^3/с;

λ – коэффициент Дарси [3]:

Фактические потери энергии на трение [4]:

$$H_\tau^{\text{факт}} = \Delta z^* + \sum_{k=2}^{K} H_{\text{НПС}_k} \quad (3)$$

где $\sum_{\text{k=2}}^{\text{K}} \text{H}_{\text{НПС}_\text{k}} = \sum_{\text{k=2}}^{\text{K}} \frac{\text{P}_{\text{вых}_\text{k}} - \text{P}_{\text{вх}_\text{k}}}{\rho \cdot \text{g}}$ – дифференциальный напор промежуточных насосных станций на участке нефтепровода, м;

$\Delta z^* = z_{\text{н}} - z_k + \frac{P_{\text{н}}^{\text{ТУ}} - P_{\text{к}}^{\text{ТУ}}}{\rho \cdot g}$ – разность удельной гидравлической энергии в начале и конце участка нефтепровода, м.

Методика контроля гидравлической эффективности ТУ МН легла в основу Excel-прототипа программного модуля, позволяющего:

– производить оценку потенциала повышения энергоэффективности ТУ МН:

$$\Delta E_{\text{уд}} = \left(\frac{K_{\text{гидр}}^{max}}{K_{\text{гидр}}^{cp}} - 1\right) \cdot E_{\text{уд}}^{\text{факт}} \cdot \overline{K_{\text{ТУ}}^{cp}} \text{ [1];} \quad (4)$$

– оптимизировать график переключений ТУ МН для поддержания максимальной пропускной способности;

– оптимизировать регламент очистки участка нефтепровода «по состоянию» по результатам анализа тренда коэффициента эффективности $\{K_{\text{гидр},i}\}$;

– давать рекомендации по способу восстановления пропускной способности:

$K_{\text{гидр},i}\big|_{Q_{max}} = \frac{h_\tau^{\text{теор}}}{H_\tau^{\text{факт}}} \geqq 1$ – перекачка с повышенной производительностью;

$K_{\text{гидр},i}\big|_{Q_{max}} = \frac{h_\tau^{\text{теор}}}{H_\tau^{\text{факт}}} < 1$ – пропуск очистного устройства.

– восстанавливать гидравлическую характеристику ТУ МН по фактическим данным для уточненного гидравлического расчета:

$$H_\Sigma = \frac{exp\{A\}}{g} \cdot \frac{Q^{2-m} \cdot \nu^m}{D^{5-m}} \cdot L_\Sigma \quad (5)$$

– оценивать наличие/отсутствие подвижных скоплений газа/воды;

– определять степень загрязнённости внутренней полости труб ТУ МН между НПС [4, 5]:

$$D_{\text{эф},r}(t_i) = D^{5-m}\sqrt{\frac{K_{\text{гидр}}^{\Delta T}(t_i)}{K_{\text{гидр}}^{max}{}_{k,r}}} \quad (6)$$

Информация для анализа интерпретируется в монограммах (рисунок 1) табличном и графическом видах (рисунок 2).

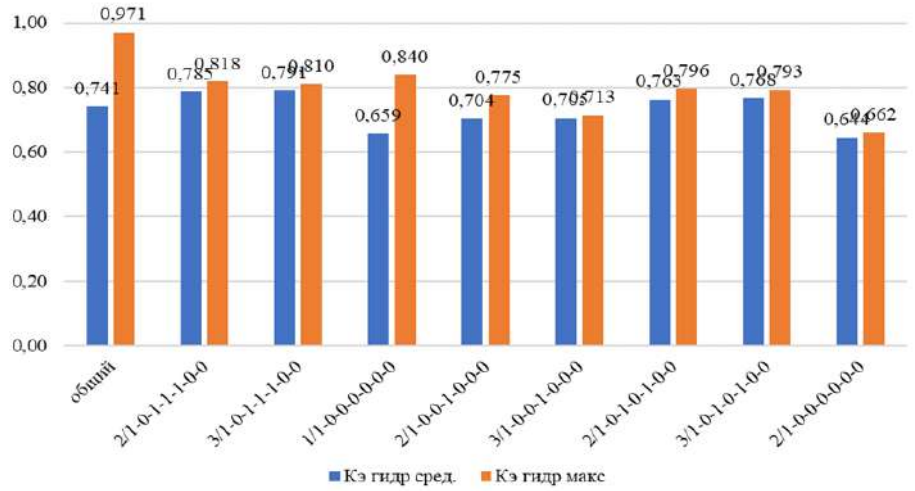


Рисунок 1 – $K_{\text{гидр}}$ – инструмент анализа эффективности линейной части ТУ МН при различных технологических режимах перекачки

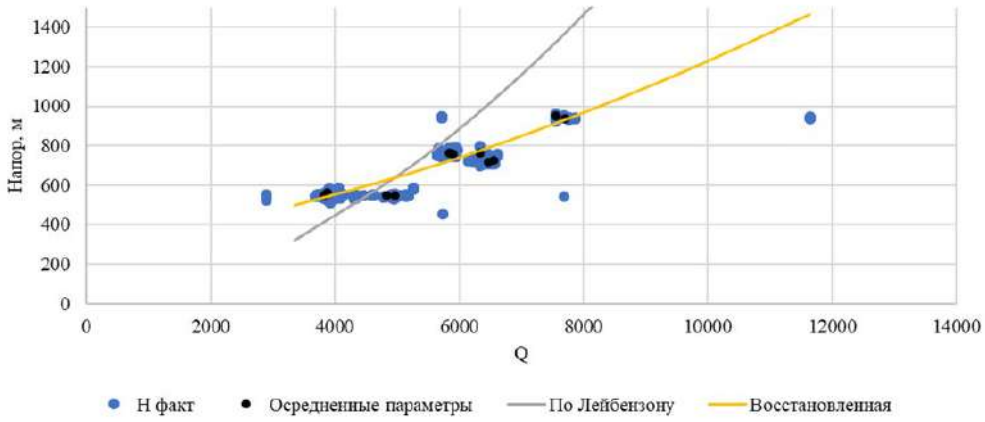


Рисунок 2 – Сопоставление теоретической гидравлической характеристики и фактических потерь энергии на трение

Продолжительные горизонтально расположенные облака точек для технологических режимов на минимальных и средних производительностях говорят о наличии в рельефных участках нефтепровода подвижных скоплений (газа и /или воды) или перевальных точек с суммарной высотой гидростатического столба противодавления 330 м.

На производительности 6000 $м^3$/ч и выше наблюдается вынос всех подвижных скоплений. В приведенном примере показано, что при регулярном переходе на высокий режим можно без очистных устройств реализовывать потенциал повышения энергоэффективности работы, например, на режиме 2/1-0-0-0-1-0-0-0 – это 0,57 %, или 0,029 кВт·ч/тыс.т·км.

На высоких режимах перекачки фактические точки потребных напоров, расположенны существенно ниже расчетных гидравлических сопротивлений, поэтому поиск энергетически малозатратных режимов – актуальное направление исследований.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технико-экономические оценки в бенчмаркинге энергоэффективности нефтепроводов/ Кутуков С.Е., Четверткова О.В., Гольянов А.И.//Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 118-121.
2. Сборник задач по гидравлике / Колпаков Л.Г. и др. - Уфа, Нефтегазовое дело, 2007. – 120 с.
3. Гидродинамика нефтяных потоков: перспектива исследований гидравлических сопротивлений нефтепроводов / Кутуков С.Е., Гольянов А.И., Четверткова О.В. // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 136-140.
4. Использование интеллектуальных систем в мониторинге режимов эксплуатации нефтепроводов / Кутуков С.Е., Бадиков Ф.И., Самигуллин Г.Х. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2001. № 2. С. 17.
5. Элементы искусственного интеллекта в системах сбора, подготовки и транспорта углеводородного сырья / Кутуков С.Е., Васильев В.И. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2001. № 2. С. 14. http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/kut5.pdf.

УДК 547.022.1

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

А.Ю. Леонтьев, М.И. Байкова
УГНТУ, г. Уфа

В работе проведено исследование реологических свойств высоковязкой тяжелой нефти Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна при помощи ротационного вискозиметра «BROOKFIELD DV-II+PRO», предназначенного для измерения вязкости ньютоновских и неньютоновских жидкостей по методу Брукфильда. Вискозиметр позволяет измерять вязкость в широком диапазоне (от 10 до 2000000 мПа·с) с погрешностью измерений до 3%. Диапазон скоростей составляет от 0,01 до 200 об/мин. Определение вязкости исследуемого образца нефти проводилось с использованием шпинделя № SC4-25 для которого объем наполнения цилиндра (камеры) составляет 16 мл; криотермостата марки «LOIPFT-311-80», позволяющего производить жидкостное термостатирование наружного цилиндра вискозиметра. Термостат используется для поддержания постоянной температуры, чтобы обеспечивать устойчивое задание требуемой температуры. Рабочий диапазон температур составляет от минус 10 ˚С до плюс 100 ˚С. Отклонение в поддержании температуры составляет не более ± 0,5 ˚С.

В выбранном образце нефти содержатся асфальтены (5,7%), смолы (11,3%) и парафины (4%). Вязкость при температуре 20 °С составляет 1260 мПа·с, плотность при температуре 20 °С составляет 915 кг/м^3.

При определении вязкости нефти задавалась скорость сдвига в диапазоне 0–44 сек$^{-1}$ и температура в диапазоне 10 – 60 ˚С. Измерения велись на одной и той же заправке цилиндра (камеры) для каждого образца.

Испытания начинались с низкой температуры, переходя последовательно к более высокому значению.

Установив температуру термостата, предусмотренную программой испытаний, образец нефти в цилиндре (камере) выдерживался в течение 6 минут.

При переходе от одного значения температуры к другому визуально контролировался уровень нефти в цилиндре (камере), не допуская его понижения ниже установленной отметки на шпинделе. Нагревание нефти термостатом при переходе от одного значения температуры к другому производилось с шагом в 10 ˚С в течение 10-15 минут. В процессе термостатирования образца нефти в цилиндре (камере) происходило ее перемешивание с помощью шпинделя при выбранной скорости для равномерного воздействия.

По истечении времени работы на первой температуре (10˚С), устанавливают следующее (20,40,50,60˚С) ее значение и повторяют все вышеописанные операции.

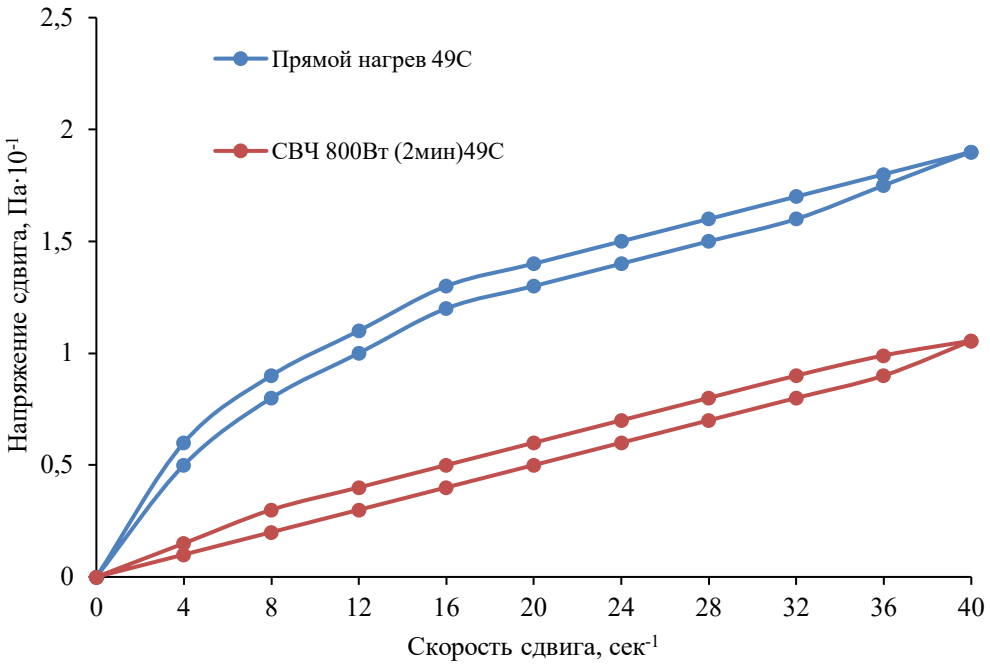


Рисунок 1 – Кривая течения образца тяжелой нефти

Таким образом, по полученным данным, установлено, что образец нефти относится к неньютоновским жидкостям, является псевдопластичной, так как отношение напряжения сдвига к скорости сдвига понижается на малых скоростях и становится постоянным при больших скоростях сдвига, и кривая течения становится линейной (рисунок 1). Также установлено, что в результате воздействия СВЧ с целью снижения вязкости, вязкость снизилась с 350 мПа·с до 60 мПа·с (способ является более энергозатратным по сравнению с воздействием магнитным полем); после воздействия магнитным полем с 900 мПа·с до 240 мПа·с. При этом эффект сохраняется и после хранения нефти.

УДК 622.691.24

СОЗДАНИЕ ЗАМКНУТОГО ВОДООБОРОТНОГО ЦИКЛА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ В СОЛЯНЫХ ПЛАСТАХ

Е.А. Локшина
УГНТУ, г. Уфа

В работе рассмотрено создание замкнутого водооборота при разработке подземных хранилищ газа в пластах каменной соли пластах с получением товарной соли на выходе (хлорида натрия).

Для проверки непрерывности процесса создания полости были проведены испытания на лабораторной установке электродиализа, изображенной на рисунке 1. Эксперименты по опреснению были проведены на стандартизированных модельных растворах с различной концентрацией хлорида натрия (1 г/л, 2 г/л, 5 г/л, 10 г/л, 20 г/л, 30 г/л, 40 г/л, 50 г/л и 100 г/л).



Рисунок 1 – Лабораторная установка электродиализа

Проведенные эксперименты показали, что скорости растворения и опреснения сопоставимы и возможно создание непрерывного цикла размыва пласта каменной соли с выводом рассола на обессоливающую электродиализную установку.

В разработанной схеме рассматривается ступень отправки концентрата на выпарную установку для получения на выходе товарного продукта – хлорида натрия (рисунок 2). Преимуществом разработанной схемы является возможность обессоливать рассол, полученный при размыве пласта, и повторно использовать

обессоленный дилуат, возвращая его в цикл растворения соли. Это способствует сокращению расхода пресной воды, необходимой для размыва соляных отложений. Количество деминерализованной воды составляет 90% и более от исходного рассола. Кроме того, это снижает эксплуатационные расходы, так как для получения товарного продукта требуется меньший объем выпарной установки.

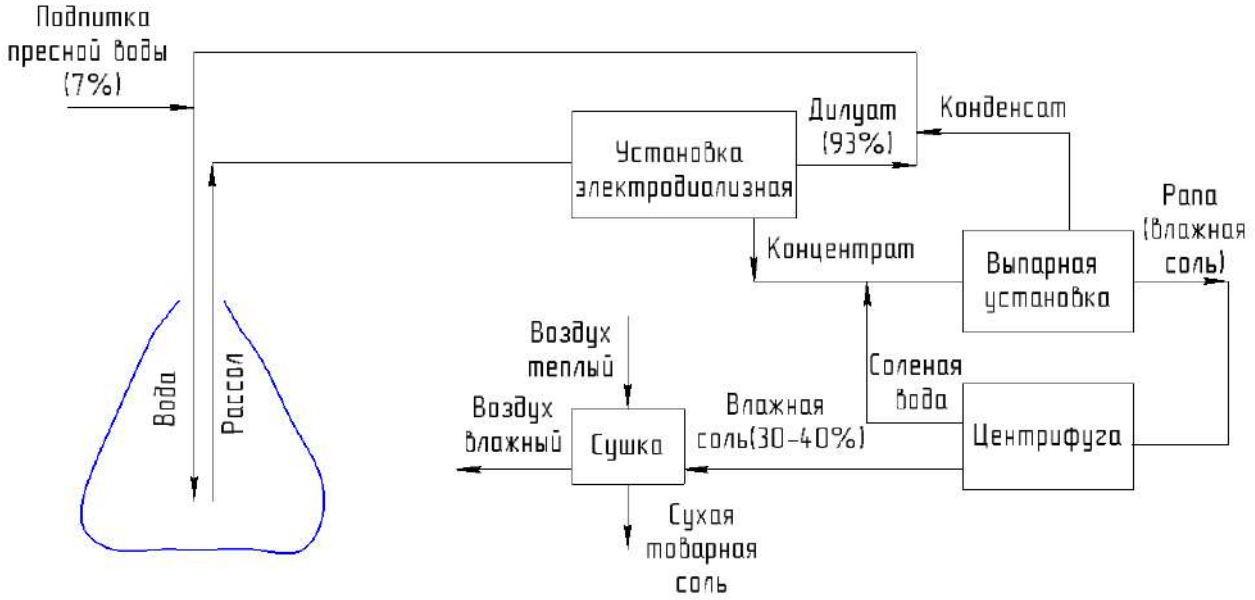


Рисунок 2 – Технологическая схема замкнутого водооборотного цикла при создании полости в пластах каменной соли

В рамках проведенного исследования разработана технологическая схема замкнутого водооборотного цикла при разработке подземных хранилищ газа в соляных пластах с сокращением потребления пресной воды. При использовании предложенной схемы количество подпиточной воды оборотной системы составляет менее 3% от расхода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Подземное хранение газов и жидкостей / Казарян В.А. // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. М.: Недра, –2006. – 428с.

2 Повторное использование рассолов при устройстве подземных газохранилищ в соляных пластах / Мастобаев Б.Н., Локшина Е.А. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. М.: Обракадемнаука, –2019. – №2. – С. 36-39.

3 Основы электродиализа / Пилат. Б.В. // М.: Аваллон. –2004. – 456 с.

4 Теория и практика создания подземных хранилищ газа / Басарыгин Ю. М., Мавромати В. Д., Черномашенко А. Н. // Краснодар: Просвещение-Юг. –2012. – 518 с.

УДК 622.692

НАНЕСЕНИЕ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ МЕТОДАМИ ГАЗОТЕРМИЧЕСКОГО НАПЫЛЕНИЯ

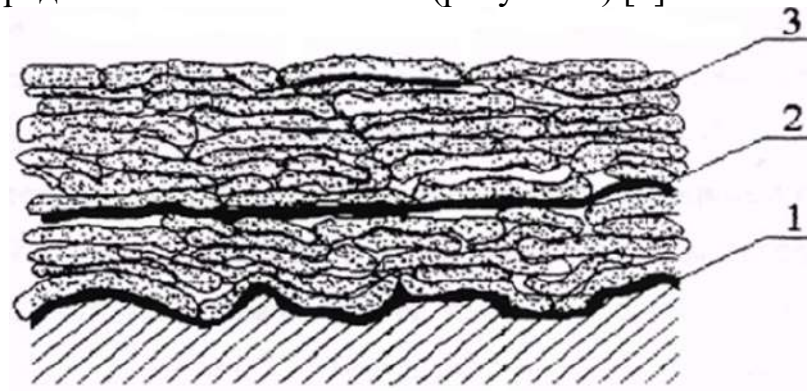
К.А. Левщанов, Н.А. Четверкин
СамГТУ, г. Самара

Опыт использования стальных резервуаров показывает, что одной из основных причин выхода оборудования на объектах транспорта и хранения нефти из строя является коррозия. Коррозия не только сокращает срок службы оборудования, но также влияет на промышленную безопасность его эксплуатации [3]. Надежность и сохранность металлоконструкций резервуаров вертикальных стальных (РВС) в процессе эксплуатации зависит от качества антикоррозионного покрытия (АКП) и от эффективности применяемых способов его нанесения. Существующие методы нанесения антикоррозионных покрытий не являются эффективными с точки зрения организации процесса и качества покрытий. Существенными недостатками методов, применяемых при монтаже резервуара, являются большие потери ЛКМ, достигающие при пневматическом распылении 40%, влияние на процесс нанесения окружающей среды (ветер, температура, влажность), низкая адгезия, низкое качество подготовки поверхности и низкая точность оценки его качества [3]. В связи с этим требуется разработка новых подходов к решению этой проблемы и создание комбинированной технологии нанесения антикоррозионного покрытия, которая может быть использована как на монтажной площадке, так и в заводских условиях.

В данной работе предлагается применение технологии нанесения АКП на внутреннюю и внешнюю поверхность РВС методами газотермического напыления. Применение данных методов позволяет наносить покрытия почти из любых материалов, в том числе лакокрасочных и полимерных материалов. Также работы по нанесению покрытий предлагается производить в заводских условиях и при монтаже конструкций РВС. Так как весь прокат обязательно проходит подготовительные работы на заводе резервуарных конструкций, большую часть работ по подготовке поверхности, нанесению покрытия и контролю его качества можно осуществлять в заводских условиях с применением промышленных автоматизированных установок воздушно-плазменного или воздушно-пламенного напыления. При этом покрытие будет нанесено на большую часть площади листа, за исключением зон сварки. На строительной же площадке с помощью мобильной установки воздушно-пламенного напыления останется обработать только зоны сварки. Также данная технология может быть снова применена для нанесения нового покрытия при капитальном ремонте РВС. Применение мобильных установок воздушно-пламенного напыления обосновывается независимостью этих установок от источника тока, простотой обслуживания и низкой стоимостью оборудования и его эксплуатации. Применение предлагаемой технологии в значительной мере позволит улучшить качество покрытия и минимизировать расходы, связанные с потерей ЛКМ при нанесении и низким межремонтным сроком покрытия.

Процесс газотермического напыления заключается в использовании высокотемпературного и высокоскоростного потока воздуха для получения покрытий из нагретых и ускоренных частиц материала. Когда расплавленные частицы по-

падают на поверхность изделия, они охлаждаются и кристаллизуются, в результате чего образуется покрытие. Полученное покрытие содержит структурные элементы, которые отражают процессы формирования и разделение границ, обладающими определенными свойствами. (рисунок 1) [3].



1 – граница раздела фаз покрытия и основы, 2 – граница фаз слоев покрытия, 3 – граница между частицами

Рисунок 1 – Схема структуры напыленного покрытия

Прочность сцепления покрытия и основы определяется границей раздела между ними. Сцепление между покрытием и основой называется адгезией. Прочность сцепления частиц покрытия определяет его свойства [3].

Предлагается использовать два метода напыления покрытия – воздушно-плазменное напыление (ВПН) и газопламенное напыление (ГПН).

Состав технологического процесса газотермического напыления включает следующие этапы: подготовка порошка ЛКМ и подготовка поверхности, нанесение покрытия и последующая обработка напыленных покрытий с использованием механических методов [1].

Для ГПН применяется высокотемпературный поток, который образуется при сгорании горючих газов в присутствии кислорода или воздуха. Основными элементами горелок для ГПН являются сопловая система и устройство подачи порошка. В струю сжатого воздуха через устройство подачи ведется подача напыляемого материала. Частицы напыляемого материала с сжатым воздухом подаются в сопловую систему, где расплавляются в зоне сгорания горючего газа. Затем вместе с тепловым потоком расплавленные частицы перемещаются на защищаемую поверхность, при столкновении с которой кристаллизуются, образуя прочное покрытие. Устройство газопламенной горелки представлено на рисунке 2.

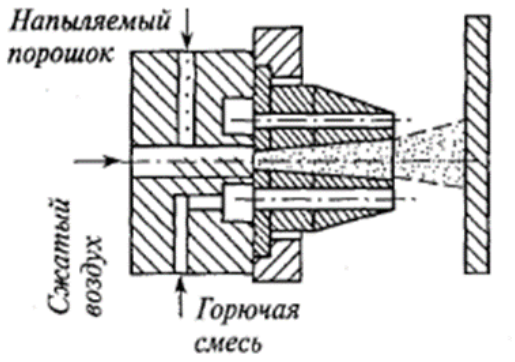
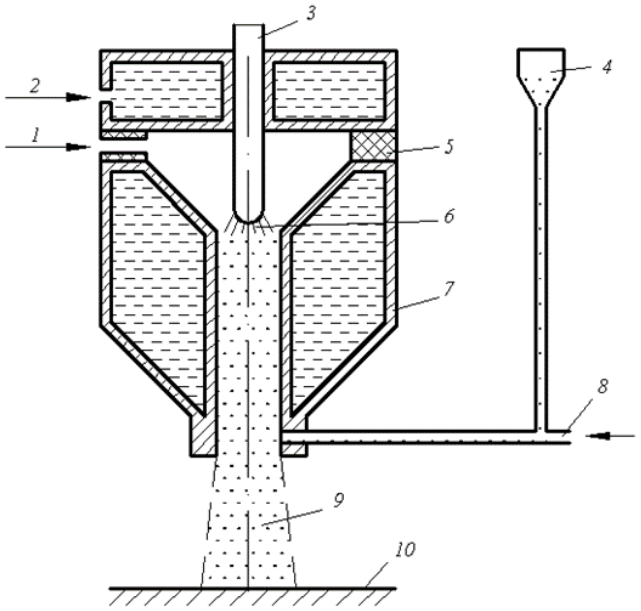


Рисунок 2 - Схема воздушно-пламенного напыления

В процессе высокотемпературного напыления (ВПН), формируется плазменная дуга в плазматроне, которая генерирует высокотемпературный поток. Воздух подается в зону горения дуги через канал 1 и ионизируется, затем выходит из сопла 7 в виде струи. В качестве материала для напыления используется гранулированный порошок 4, который подается в плазменную струю 9 через канал 8. Расход порошка может быть регулируемым. Частицы порошка нагреваются в плазменной струе 9 до того, как они достигнут точки плавления или расплавления, а затем направляются на поверхность детали 10 с определенной скоростью. При ударе о поверхность детали, частицы деформируются, расплавляются, растекаются и кристаллизуются, образуя покрытия. Схема плазменного напыления представлена на рисунке 3.



1, 8 – Канал; 2 – Хладогент; 3 – катод; 4 – Порошковый материал; 5 – Уплотнительная прокладка; 6 – дуга электрическая; 7 – анод (сопло); 9 – Струя плазмы; 10 – подложка

Рисунок 3 - Схема плазменного напыления

Покрытия, полученные с использованием методов газотермического напыления, обладают более высокой эффективностью по сравнению с покрытиями, созданными с применением других способов напыления. Основным преимуществом этой технологии является достижение высокой прочности связи между напыляемыми покрытиями и поверхностью, что непосредственно влияет на их надежность и долговечность [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Балдаев Л.Х. Реновация и упрочнение деталей машин методами газотермического напыления. Москва, 2004. - 134 с.
2. Кривобоков В.П., Сочугов Н.С., Соловьев А.А. Плазменные покрытия (свойства и применение), Томск, 2011. – 103 с.
3. Макаренко О.А., Кравцов В.В., Ибрагимов И.Г. Ресурс стальных резервуаров. Санкт-Петербург, 2008. – 198 с.

УДК: 628.287

БЕЗРЕАГЕНТНОЕ УДАЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ

В.В. Лыков[1], М.С. Сайдумов[2], Р.Х. Магомадов[1]
[1]ООО «Имплазтех», [2]ГГНТУ им. акад. Миллионщикова, г. Грозный

Образование на внутренней стенке нефтепровода твердых солевых отложений (ТСО) и асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) могут полностью его закупорить в течение нескольких дней, если не принять меры борьбы с ними. Схожие проблемы с образованием ТСО существуют в геотермальных водопроводах, в которых концентрация солей в воде значительно превышает обычные нормы, в газоочистном оборудовании химических и горно-металлургических заводов, где используются для регенерации рассолы с концентрацией KCl и NaCl более 60%, в газодобыче при образовании гидратов [1].

В настоящее время, по сути, существуют только химические методы с использованием реагентов борьбы с ТСО. Химические методы удаления ТСО являются дорогостоящими, не экологичными, разрушают поверхность труб, и не работают про закупорки сечения трубы более чем на 50% [1].

В Грозненском государственном нефтяном техническом университете (ГГНТУ) совместно с компанией ООО «Имплазтех» разработан метод удаления ТСО и АСПО в любых, в том числе полимерных, открытых трубопроводах сложной конфигурации без применения реагентов [2,3], а также сконструирована электрогидравлическая установки для удаления твердых отложений (ЭГДУ-ТО).

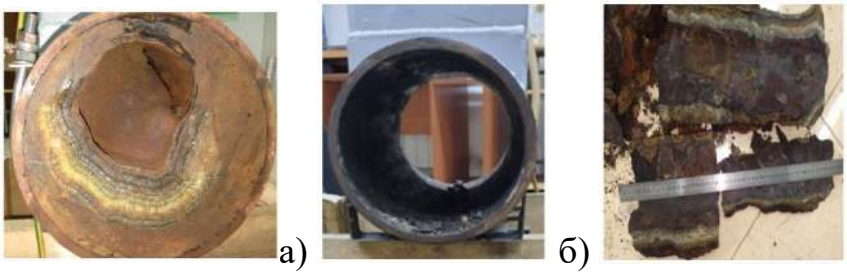
Метод основан на использовании электрогидравлического эффекта – создание ударной волны в жидкости высоковольтным электрическим разрядом [4]. Суть метода в том, что ударная волна создается снаружи трубопровода электрогидравлическим разрядом в специальной оснастке с жидкостью, которая может устанавливаться в любом месте трубопровода, не зависимо от его конфигурации и длины.

Технология предназначена для применения во всех отраслях промышленности, где используются трубопроводы, в том числе:

- в нефтедобывающей отрасли - для удаления ТСО/АСПО;
- в газодобывающей отрасли - для удаления гидратов;
- в химической и горно-металлургической отраслях - для удаления ТСО в рассолопроводах и солепроводах газоочистного оборудования;
- в энергетике, в том числе геотермальной, и котельных для удаления ТСО и накипи.

Проведены испытания установки ЭГДУ-ТО в лабораторных и полевых условиях.

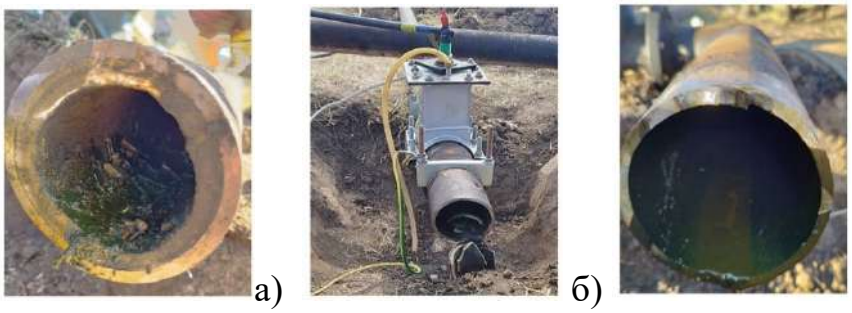
На рисунке 1 представлены результаты лабораторных испытаний установки ЭГДУ-ТСО при удалении ТСО/АСПО из отрезка нефтепровода Иркутской Нефтяной Компании (Протокол совместных испытаний от 1.09.2023: Иркутская нефтяная компания (ИНК), ГГНТУ, ООО «Имплазтех»).



а) б) в)

Рисунок 1 – Лабораторные испытания установки ЭГДУ-ТО с удалением ТСО (гипсы)+АСПО на отрезке нефтепровода Ø219 мм: а – отрезок нефтепровода с закупоркой сечения трубы более 90%; б - отрезок трубы после удаления ТСО; в – фрагменты ТСО

На рисунке 2 представлен общий вид трубопроводов Эльдаровском месторождении АО Грознефтегаз при проведении опытно-промысловых испытаний установки ЭГДУ-ТО (Протокол испытаний от 13.09.2023).



а) б) в)

Рисунок 2 – Опытно-промысловые испытания установки ЭГДУ-ТО. Роснефть-Грознефтегаз, г. Грозный. Удаление ТСО/АСПО из промыслового нефтепровода диам. 114 мм: а – ТСО/АСПО в нефтепроводе; б – работа оснастки установки ЭГДУ-ТО в момент удаления ТСО; в – нефтепровод после обработки

Проведенные испытания установки показали ее безопасность и высокую эффективность. Прямые затраты только на электроэнергию – 10 000 руб. на 1 км трубопровода. Процесс разрушения ТСО в трубе продемонстрирован в видеоролике по ссылке: https://youtu.be/tvPe4hdVArs

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баранов, А.Н., Кутовенко, М.В., Янюшкин, С.А., Коренюгин, К.В. Электромеханическая очистка растворопроводов на Братском алюминиевом заводе // Современные технологии и автоматизации в машиностроении. 2017. №16. С. 61-63.
2. Лыков, В.В. Технология удаления солевых и парафиновых отложений в открытых трубопроводах сложной конфигурации. // Нефтяное хозяйство. 2022. №4. С. 83-86.
3. Лыков, В.В., Минцаев, М.Ш., Махмудова, Л.Ш., Сайдумов, М.С. Способ предотвращения и ликвидации твердых отложений в трубопроводах и установка для его осуществления // Патент на изобретение 2791222 С1, 06.03.2023. Заявка № 2021127727 от 21.09.2021.
4. Лыков, В.В., Махмудова, Л.Ш., Джабраилова, М.Х., Лаиева, Х.Ш. Снижение вязкости нефти под действием импульсного плазменного электрогидравлического разряда // Вестник ГГНТУ. Технические науки. 2020. Т.16. № 3 (21). С. 25-32.

УДК 622.692.4:532.529.5

РАСЧЕТ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

Д.О. Лысенко, В.В. Жолобов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

В состав исходных данных для оценки экономического эффекта от применения агентов снижения гидравлического сопротивления на реальных трубопроводах входят локальные коэффициенты гидравлической и тепловой эффективности присадки, которые зависят от ее концентрации, температуры жидкости и, как следствие, от путевой координаты вдоль гидравлической оси неизотермического трубопровода [1]. В практическом плане интерес представляют изменение температуры и давления в конце участка в результате ввода присадки в транспортируемую жидкость. Сводка формул, обеспечивающих расчет суммарной гидравлической эффективности при постоянном расходе Ψ_q для рассматриваемого участка, в целом может быть представлена следующим образом:

$$\Delta P = \beta_{\text{н}} L \frac{Q^{2-m}\eta_{\text{н}}^{m}}{d^{5-m}} \left\{ 1 - \frac{1}{\beta_{\text{н}}\,\text{Шу}} \int\limits_{\text{Т}^{\text{н}}-\Delta\text{Т}}^{\text{Т}^{\text{н}}} \beta \frac{\exp\left(\frac{mE}{\kappa}\cdot\frac{1}{\text{Т}+\text{Т}_{\text{о}}}\right)}{\text{Т}-\frac{\Upsilon}{\text{Шу}}}\, d\text{Т} \right\},$$

$$\Delta\text{Т} = \left(\text{Т}^{\text{н}} - \frac{\Upsilon}{\text{Шу}}\right)[1-\exp(-\text{Шу})], \qquad \Psi_q = 1 - \frac{\Delta P^{p}}{\Delta P^{s}},$$

$$\text{Т} = \frac{\text{Т}-\text{Т}_{gr}}{\text{Т}_{st}}, \qquad \frac{1}{\text{К}} = \frac{1}{\alpha_g} + \frac{1}{\text{К}_1}, \qquad \frac{1}{\text{К}_1} = \frac{\Delta_{\text{м}}}{\lambda_{\text{м}}} + \frac{D_{\text{из}}\ln\left(1+\frac{2\Delta_{\text{из}}}{D}\right)}{2\lambda_{\text{из}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{тн}}},$$

$$\Upsilon = K_\lambda \cdot \frac{\Delta P}{\rho\, c_p \text{Т}_{st}}, \qquad \text{К}_\lambda = \frac{\text{К}_1}{\text{К}_1+\alpha_g}, \qquad \text{Шу} = \frac{\text{К}\cdot\Sigma}{c_p\cdot G}, \qquad \beta^{p} = \beta^{s}[1-\phi(\Theta)],$$

$$\Upsilon^{p} = \Upsilon^{s}\left(1-\psi_Q\right)\left[1-\frac{\text{К}_\lambda^{s}}{\text{К}_1}\alpha_g^{s}\,\psi_{\text{Т}}\right]^{-1}, \text{К}^{p} = \text{К}^{s}(1-\psi_{\text{Т}})\left[1-\frac{K_\lambda^{s}}{K_1}\alpha_g^{s}\,\psi_{\text{Т}}\right]^{-1},$$

$$\alpha_g^{p} = \alpha_g^{s}\,(1-\,\psi_{\text{Т}}),\ \ \text{Шу}^{p} = \frac{\text{К}^{p}}{\text{К}^{s}}\text{Шу}^{s},\ \psi_Q = \text{f}_Q(\Theta),\ \psi_{\text{Т}} = \text{f}_{\text{Т}}(\Theta),$$

$$\frac{d}{dT}\Theta_{\text{А}} = \frac{\Pi(\Theta_{\text{А}}-\Theta_{\text{А}}^{*})}{\text{Шу}\left(\text{Т}-\text{Т}_{gr}\right)}, \quad \Pi = \frac{\pi L}{Q\Theta_{\text{А}}^{\text{н}}}\alpha_{\text{диф}}.$$

где β, m – параметры формулы Лейбензона; индекс н – значение параметра в начале участка; Т_{st} – температура стенки; α_g – внутренний коэффициент теплоотдачи; $\Delta_{\text{м}}$– толщина металла стенки трубы; $\lambda_{\text{м}}$– коэффициент теплопроводности металла стенки трубы; $D_{\text{из}}$–диаметр внешней поверхности изоляции; $\Delta_{\text{из}}$– толщина изоляционного слоя; d – внутренний диаметр трубопровода; D – внешний диаметр трубы; $\lambda_{\text{из}}$– коэффициент теплопроводности изоляции; L – длина рассматриваемого участка; G – секундный массовый расход перекачки; g – ускорение свободного падения; c_p – теплоемкость жидкости при постоянном давле-

нии; $T^{н}$, T_{gr} – температура жидкости в начале участка и температура грунта, соответственно; E, T_{0} – экспериментально определяемые параметры [2]; $\eta_{н}$ – кинематическая вязкость; κ – постоянная Больцмана; Г – параметр, который по Лейбензону отражает влияние тепла, выделяющегося за счет внутреннего трения; Шу – коэффициент Шухова; К – полный коэффициент теплоотдачи от нефти к окружающей среде; K_1 – составляющая суммарного коэффициента теплоотдачи (за исключением α_g); Σ – площадь поверхности теплообмена; K_λ – уточняющий коэффициент (доля энергии диссипации, переходящая в тепловую энергию жидкости) [**3**]; ρ – средняя плотность жидкости; ΔP – перепад давления на длине рассматриваемого участка; верхние индексы *p,s* – относятся к раствору (нефть с присадкой) и растворителю (нефть), соответственно; ψ_T, ψ_Q – экспериментально определяемая тепловая и гидравлическая эффективность присадки при постоянном расходе, соответственно; $\phi(\Theta)$ – эмпирическая поправочная функция, учитывающая влияние концентрации на потери напора [**4**]; $f_Q(\Theta), f_T(\Theta)$ – функции, учитывающие влияние концентрации на гидравлическую и тепловую эффективность присадки, соответственно; Θ_A, Θ_A^* – концентрация и предельная концентрация активной части присадки; $\alpha_{диф.}$ – эффективный коэффициент диффузии примеси гидравлически активных молекул присадки [**5**].

Неявный и нелинейный характер приведенных зависимостей показывает, что прогнозные оценки и суждения на основании характеристик, измеренных в локальных диапазонах расчетной области, могут оказаться ошибочными. В частности, вопрос о роли (ранжировании степени влияния) тепловых и гидравлических факторов будет только в рамках конкретных условий и типа рассматриваемой задачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Несын Г.В., Жолобов В.В., Зверев Ф.С., Гольянов А.И., Кутуков С.Е., Ляпин А.Ю. Применение полимерных агентов снижения сопротивления в трубопроводном транспорте нефти. М.: ТЕХНОСФЕРА, 2022. - 312. с.
2. Фогельсон Р. Л., Лихачев Е. Р. Температурная зависимость вязкости// Журнал технической физики, 2001, том 71, вып. 8 С. 129 – 131.
3. Валеев А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах //Валеев А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. № 2. URL: http://ogbus.ru›files/ogbus/authors/Valeev/Valeev_1.pdf (дата обращения: 21.04.2023).
4. Коршак А.А. Универсальность обобщенной формулы Л.С. Лейбензона // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – с. 105-108.
5. Масштабирование при прогнозировании путевой механической деградации противотурбулентной присадки / В. В. Жолобов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11. № 1. С. 21–31.

УДК 622.691.4

МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

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

Эффективное управление производственными активами – одна из основных задач предприятий газовой отрасли. Подходы к решению этой задачи развивались на протяжении всей истории отечественной промышленности, развивалась система диагностического, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных газопроводов.

Мировая практика показывает, что наиболее перспективным в данной области является реализация системного подхода к эксплуатации и обслуживанию магистральных газопроводов, получившего название «управление целостностью газопроводов» и являющегося частной реализацией известного подхода к системному управлению активами.

Управление целостностью газопроводов возможно только при наличии достоверных данных о техническом состоянии технологического оборудования и трубопроводов площадных объектов и линейной части магистральных газопроводов.

Вместе с тем существующая система диагностического обслуживания объектов магистральных газопроводов базируется на методических подходах, разработанных исходя из научно-технического уровня методов и средств технической диагностики в 90-х годах прошлого века и не позволяет получать необходимую информацию в режиме реального времени.

В то же время современный уровень техники позволяет значительно развить сложившуюся систему обслуживания объектов магистральных газопроводов путем внедрения средств и методов мониторинга технического состояния объектов, а также современных методов предиктивной аналитики [1].

Существенным препятствием эволюции системы диагностического обслуживания объектов магистральных газопроводов является отсутствие научно обоснованной методологии построения и эксплуатации систем мониторинга различного уровня (компрессорного цеха, компрессорной станции, линейно-производственного управления, газотранспортной организации, отрасли в целом), а также методологии применения результатов мониторинга при организации ремонтно-технологического обслуживания, а также при планировании реконструкции и технического перевооружения магистральных газопроводов [2].

В рамках выполненной в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с АО «Газпром оргэнергогаз» и ООО «Газэнергоэкспертиза» комплексной работы были сформированы научные основы методологии мониторинга объектов магистральных газопроводов.

Было показано, что основной эффект от применения систем мониторинга складывается из сокращения затрат топливно-энергетических ресурсов, а также

за счет оптимизации расходов при переходе на проактивные стратегии технического обслуживания и ремонта. Предложен критерий оценки технико-экономической оценки эффективности применения систем мониторинга, учитывающий указанные факторы и, в том числе, возможное сокращение затрат на аварийно-восстановительные работы с учетом уровня технологических рисков [3].

Обоснованы основные принципы построения структуры систем мониторинга, как централизованных, так и распределенных и/ или автономных в рамках объекта [4].

Предложен подход к выбору оптимального числа и расположения средств измерения в составе систем мониторинга, основанный на оценке вклада установки каждого датчика на информационную энтропию.

Разработанный подход реализован в опытных и промышленных образцах систем мониторинга, эксплуатируемых на объектах нефтегазовой промышленности.

Усовершенствованы традиционные методики обработки данных автоматизированного технического диагностирования с применением современных статистических алгоритмов, обоснована необходимость поиска диагностических признаков на основе комплексирования методов технической диагностики.

Разработаны алгоритмы применения данных мониторинга при планировании и выполнении технического обслуживания и ремонта технологического оборудования и трубопроводов в рамках проактивных стратегий.

Предложена методика учета данных мониторинга в рамках оптимизации работы газопроводов при нестационарных режимах транспортировки газа, позволяющая учесть фактическое изменение выходных характеристик газоперекачивающего оборудования компрессорных станций.

Разработан ряд документов Системы стандартизации ПАО «Газпром», учитывающий результаты выполненных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ляпичев Д.М., Лопатин А.С. Мониторинг технического состояния газопроводов. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2020.- 216 с.
2. Будзуляк Б.В., Лопатин А.С., Ляпичев Д.М. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 11(556). – С. 21-26.
3. Бородин В.И., Шепелев Р.Е., Ляпичев Д.М. и др. Применение риск-ориентированного подхода к оценке необходимости и целесообразности установки систем мониторинга технического состояния газопроводов / // Газовая промышленность. – 2018. – № 1 (763). – С. 60-63.
4. Ляпичев, Д.М. Синтез систем мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов нефтегазовых объектов // Газовая промышленность. – 2020. - №10. – С.26-31.

УДК 622.692

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ТРАНСПОРТНЫХ СХЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Д.А. Малиновская, Л.А. Спасская, А.В. Горшкова, Л.Е. Землеруб
СамГТУ, г. Самара

В статье рассматривается несколько вариантов диверсификации транспортных схем нефтегазовой отрасли России. Цель предложений: перераспределить потоки с максимальной эффективностью для экономики страны при этом снизить объемы продажи нефти и увеличить объемы продажи нефтепродуктов, поскольку продажа нефтепродуктов приносит в 2–3 раз больше прибыли, чем торговля нефтью.

Туркменбашинский комплекс нефтеперерабатывающих заводов (ТКНПЗ). Мощность по переработке нефти составляет около 10 млн т/год. Завод загружен на 50%., поэтому предлагается использовать его для переработки нефти, поставляемой из России. Полученные из давальческого сырья нефтепродукты предполагается транспортировать по железной дороге в Узбекистан, Иран, Пакистан, Афганистан, Индию, Бангладеш и Китай.

Возможные пути транспорта нефти и нефтепродуктов:

1 путь – использовать магистральный нефтепровод Баку-Тихорецк для транспорта нефти из Тихорецка в Махачкалу (10 млн т/год), затем танкерами (306 км) переправить нефть в Туркмению на ТКНПЗ.

2 путь – нефть из Махачкалы танкерами (650 км) переправить в иранский порт Амирабад, где будет производиться перевалка в железнодорожные цистерны, оснащённые тележками для колеи 1435 мм. Схема основных железных дорог Азии показана на рисунке 1.

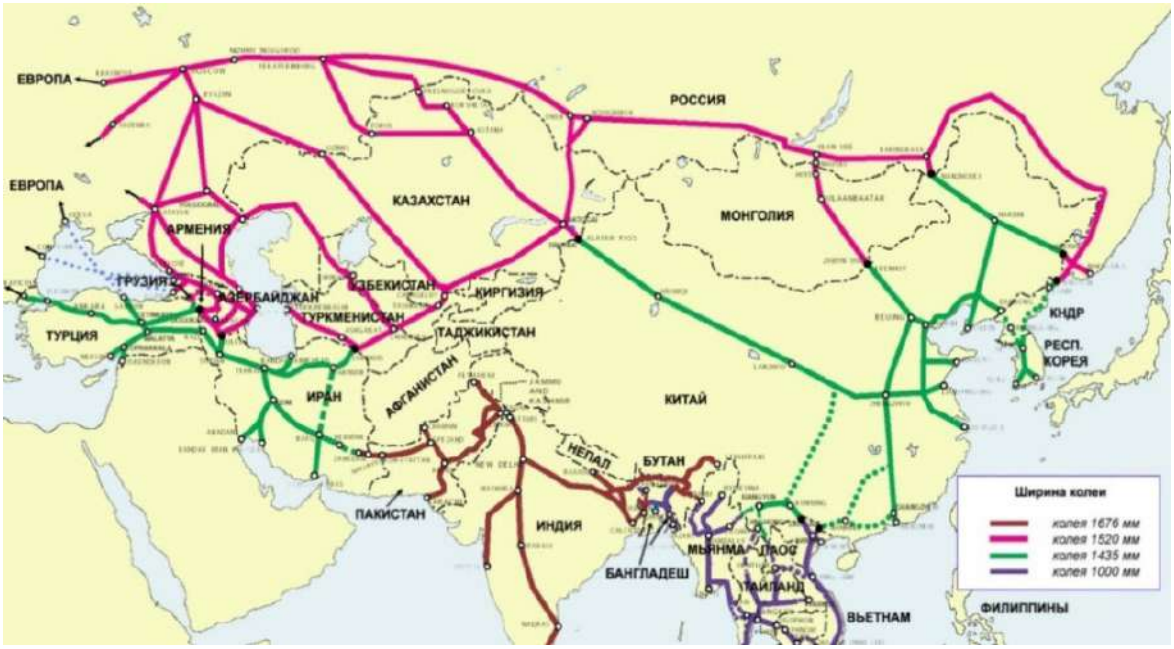


Рисунок 1 – Возможные пути транспорта нефти и нефтепродуктов по сети железных дорог

3 путь – использовать магистральные трубопроводы Тихорецк-Махачкала для транспорта нефтепродуктов, доставляемые в Тихорецк по нефтепродуктопроводу Юг (Саратов — Волгоград-Тихорецк).

4 путь - проложен на случай, если Пакистан перекроет железнодорожный маршрут из Ирана в Индию, Бангладеш и Китай. Он предполагает перевалку нефти и нефтепродуктов в одном из трёх портов в Персидском заливе на танкеры.

5 путь - транспорт нефти и нефтепродуктов по железной дороге по транспортному коридору Россия–Казахстан–Туркменистан–Иран–Пакистан-Индия.

6 путь - использовать одну из ниток магистрального газопровода Средняя Азия-Центр (САЦ) для транспорта нефтепродуктов из РФ в Туркмению и далее во все страны желающие покупать нефтепродукты.

На сегодняшний день стоимость нефти марки Brent с содержанием серы 0.5% - 83.66 $ за баррель, российской смеси марки Urals с содержанием серы 1.3% - 54.91 $. То есть стоимость нефти марки Urals составляет 65% от цены марки Brent. Поскольку марка Urals получается компаундированием малосернистого и высокосернистого сортов нефти в соотношении 2:1, то получается, что 64 млн тонн высокосернистой нефти отправляются на экспорт бесплатно, что показано в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт убытков при продаже смеси нефти марки Urals

		Кол-во	Цена	Стоимость
1.	В 2022 г. в РФ добыча нефти составила	535 млн. т		
2.	На экспорт отправлено	230 млн. т		
3.	Из них приготовлено на станциях смешения нефти марки Urals, содержание серы 1,4 %	192 млн. т	$ 54.91	$78.1 млрд.
4.	Из них с содержанием серы 0,5 % -0,6 %	128 млн. т	$ 83.66	$ 79.2 млрд.
5.	Из них с содержанием серы 3 %	64 млн. т		
6.	В 1 тонне нефти 7,4 барреля	159 л		
7.	Средняя плотность нефти	850 кг/м3		
8.	При продаже созданного сорта Urals теряется нефти с содержанием серы 3 %	64 млн т		
9.	В том числе бесплатно передаётся серы	1.9 млн. т		
10.	При снижении содержания серы до 0,6 %	62 млн т	83.66	$ 38.3 млрд.
11.	При стоимости на 19.02.2023 1$-74.76 руб.			
12.	Убыток за год			2.9 трлн. руб.

Для того чтобы решить, где перерабатывать сохраненную нефть необходимо провести ревизию нефтеперабатывающей отрасли РФ.

1. Сбор информации о нефтеперерабатывающих заводах России, включая их технические характеристики.

2. Анализ существующих технологий переработки нефти и определение возможности переработки высокосернистой нефти на каждом из заводов.

При отказе от выпуска марки Urals получим, что при такой разнице стоимостей марок нефти Brent и Urals необходимо прекратить выпуск искусственной марки нефти, а из сбережённых объёмов нефти произвести нефтепродукты, что позволит убыток превратить в прибыль.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДА ОТ АСПО С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Д.Г. Мансуров
УГНТУ, г. Уфа

Гарантирование надежности и безопасности магистральных нефтепроводов является основной приоритетной задачей компаний, занимающихся транспортировкой нефти. Для обеспечения бесперебойной эксплуатации трубопроводов требуется регулярное мониторинг состояния системы, включая выявление повреждений и дефектов в стенках труб. Диагностическое обследование проводится периодически, и по его результатам выполняется выборочный или капитальный ремонт поврежденных участков. Для максимизации эффективности диагностики при длинной протяженности нефтепроводов используются методы внутритрубной диагностики. Этот подход позволяет получать достоверные данные о техническом состоянии трубопровода, как внутри, так и с внешней стороны.

Однако асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), которые скапливаются на внутренних стенках трубы во время перекачки нефти, могут исказить результаты диагностики, проводимой с использованием внутритрубных средств, и также уменьшить внутренний диаметр трубопровода, что влечет за собой снижение качества транспортируемой среды. Таким образом, исследование и разработка методов очистки внутренней полости нефтепровода от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) имеет высокую актуальность и практический интерес.

В настоящее время для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями применяются различные способы [2]: механические (очистные скребки, поршни); тепловые (промывка, прогрев); физические (физическое воздействие на транспортируемый продукт); химические (применение растворителей, ингибиторов, моющих препаратов). Анализ существующих методов очистки от АСПО представлен в таблице 1.

Анализ существующих методов очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) показывает, что каждый метод имеет свои плюсы и минусы. Однако использование химического метода с применением ингибитора Сонпар 5601В от АО «Опытный завод нефтехимии» для предварительной очистки трубопровода от АСПО перед диагностикой выглядит наиболее обоснованным. Этот ингибитор состоит из полярных сополимеров в углеводородном растворителе и доказал свою эффективность как в лабораторных условиях, так и на практике.

Этот подход улучшает очистку трубопровода от АСПО и повышает точность внутритрубной диагностики, что снижает вероятность аварий и экономических потерь за счет предотвращения сужения внутреннего сечения трубопровода.

Важно отметить, что выбор метода борьбы с АСПО зависит от различных факторов, таких как состав нефти, ее свойства, температурные режимы и конструктивные особенности трубопровода. Поэтому чаще всего требуется применение комплекса методов для достижения максимальной эффективности. Проблема повышения достоверности результатов внутритрубной диагностики путем снижения уровня АСПО остается актуальной и требует дальнейших исследований.

Таблица 1 - Анализ методов очистки внутренней полости нефтепровода от АСПО с целью повышения точности проведения диагностических мероприятий

Название метода	Принцип действия	Преимущества	Недостатки
Механические	Очистное устройство (ОУ) проходит по телу трубы и щетками очищает внутреннюю стенку.	– сравнительно небольшие затраты; – возможность предупреждения отложения АСПО.	– низкая эффективность; – необходимость наличия камер пуска приема ОУ; – перенос АСПО дальше по длине трубопровода.
Тепловые	Применяются источники тепла с теплоносителями (нефть, вода), электропечи, индукционные подогреватели.	– скорость очистки.	– необходимость поддержания температуры; – необходимость применения ПАВ; – вероятность повторного отложения.
Химические с применением ингибиторов типа Сонпар 5601В [1]	Происходит процесс адсорбции на границах жидкой среды и поверхности металла стенки труб.	– эффективность очистки; – простота применения; – экономия при проведении ВТД.	– недостаточная изученность метод.
Физические	Воздействие механическими и ультразвуковыми колебаниями, вызывает перемещение кристаллов парафина.	– возможность предупреждения образования АСПО на стенках трубы.	– низкая эффективность, АСПО не удаляются полностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Депрессорная присадка. URL: https://ozneftehim.ru/depressornaya-prisadka/
2. Шикунов Р.А. Методы борьбы с асфальтенопарафиновыми отложениями (АСПО) // Научно образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet». №12. 2020

УДК 621.644.8

О ТОЧНОСТИ МЕТОДА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЛОКАЦИИ

Ю.С. Матвеева[1], Р.А. Шестаков[2]
[1]FernUniversität in Hagen, Hagen
[2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Транспорт углеводородов по трубопроводам занимает одну из самых важных ниш нефтегазовой отрасли в мире. По трубопроводам углеводороды транспортируются от мест добычи до мест переработки и потребления, а также от мест переработки уже готовые продукты транспортируются к конечному потребителю [1].

Одной из основных задач безопасной эксплуатации трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов является контроль их герметичности, а в случае его нарушения – определение координаты утечки или несанкционированной врезки (УНВ) [2], которая может привести не только к серьезным экономическим потерям трубопроводных и нефтедобывающих компаний, но и серьезным экологическим последствиям для окружающей среды, таким как истечение транспортируемых углеводородных жидкостей в грунты и разливы в водных акваториях.

Для контроля герметичности трубопроводных систем применяются различные средства и методы контроля, одним из которых является метод гидравлической локации (МГЛ) [3]. Он является весьма распространенным и часто применяется в трубопроводных компаниях, что связано с рядом его достоинств, таких как возможность постоянного мониторинга контролируемого участка трубопровода, использование штатных контрольно-измерительных приборов (КИП) технологических параметров перекачки, простота и возможность интеграции с общую систему диспетчерского контроля и управления. Однако, не смотря на его очевидные достоинства, он имеет ряд недостатков, таких как чувствительность, точность обнаружения факта и координаты УНВ, а также высокую зависимость от точности КИП [4,5].

Отдельно стоит отметить неприспособленность данного метода к нестационарным процессам, которые были рассмотрены и проведена адаптация к ним в работах [4,5]. Также стоит отметить погрешности в определении координаты предлагаемым методом для трубопроводных систем сложной конструкции. Это связано в первую очередь с неучетом в математических моделях различных технологических и конструкционных факторов.

Низкая точность данного метода в первую очередь связана с прямой зависимостью от степени загрязнения внутренней полости трубопровода. Но также серьезной может быть ошибка МГЛ при раскладке труб по толщине стенки, ко-

торая существует у большинства магистральных нефтепроводов, а в случае промысловых трубопроводов возможно присутствие вставок вообще другого сортамента.

В связи с вышесказанным, а также по причине необходимости использовать комбинированные системы обнаружения утечек, где обязательным является использование параметрических методов обнаружения и локализации УНВ, дальнейшее совершенствование МГЛ к различным трубопроводным системам является актуальным направлением совершенствования системы контроля герметичности трубопроводных систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: Справочное пособие / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев [и др.] ; Под общей редакцией Ю.В. Лисина. Том 1. – Москва : Издательство "Недра", 2017. 494 с.
2. Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных систем / Л.В. Сеоев, Д.И. Мельников, М.Ю. Земенкова [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 5-6(125-126). С. 90-92.
3. Лурье М.В., Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 1998. № 12. С. 65-69.
4. Зверев Ф.С. Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводов : специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2010. 173 с.
5. Мамонова Т.Е. Модифицированный метод гидравлической локации для определения утечек в нефтепроводах: специальность 05.13.01 "Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям)": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Томск, 2012. 148 с.

УДК 658.26

РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ И МЕТОДА АВТОНОМНОГО ЭНЕРГО-ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

К.А. Мингазева, М.Е. Дмитриев
УГНТУ, г. Уфа

В классической системе энерготеплоснабжения ТЭЦ вырабатывает ресурсы за счет ПГ, используя и загрязняя воду водоемов, производя большие выбросы CO_2 в уже загрязненную городскую среду. Такая система характеризуется относительно малым КПД и большими потерями [1].

В качестве решения данной проблемы предлагается использование систем тригенерации, основным элементом которых являются газопоршневые установки (ГПУ), обеспечивающих население электроэнергией, теплом и холодом. Такие установки могут использоваться круглый год и полностью самостоятельно покрывать нужды населения в энергии. Благодаря таким системам отпадает необходимость в построении масштабной централизованной сети энергоснабжения. Что в труднодоступных и дефицитных районах очень затруднено и не всегда возможно. Также, в таком случае поселение становится независимых от какого-либо центрального поставщика электроэнергии, не остаётся без электроэнергии при проведении ремонтных работ или перегрузках при подключении новых потребителей. Также, такие сети сильно подвержены воздействию со стороны окружающей среды. Для бесперебойной работы же системы тригенерации достаточно постоянное поступление природного газа [2].

Но и на газопроводных сетях происходят аварии и перебои в подаче газа. Но данную проблему можно решить созданием аварийного запаса газа. Эффективно утилизируя перепад на ГРП, энергию давления можно направить на сжижение излишков поступающего природного газа. И полученный СПГ хранить в качестве аварийного запаса, газифицируя при необходимости.

Газ, транспортируемый по магистральным трубопроводам, располагает высокой потенциальной энергией давления и кинетической энергией движения по трубопроводу. Основная часть этой энергии теряется на пунктах редуцирования газа, хотя может быть использована для собственных нужд. Поэтому, для эффективной утилизации перепада давления используются детандеры-генераторы, которые являются источниками электроэнергии и тепла. С помощью этих установок возможно дросселированные потоков газа с получением полезной энергии.

Согласно анализу, существующих ТДА, используемых на ГРП, максимальное значение мощности, которое можно получить при располагаемом перепаде давления в 0,55 МПа, составит 2,5 кВт. После ТДА газ охлаждается примерно до -45 °С, на дросселе – еще на -1 °С. С помощью системы теплообменников, компрессоров и сепараторов можно добиться охлаждения газа до -161 °С.

Газ на выходе из турбодетандера нагревается в подогревателе для предотвращения гидратообразования. Для этого необходимо, чтобы температура газа на выходе из ГРП составляла не менее 5°С.

Для оценки рабочих параметров такой схемы был произведен расчет в программном комплексе Aspen HYSYS. Была составлена технологическая схема рассматриваемых процессов и получены характеристики оборудования и количество сжижаемого СПГ.

Изменение температуры природного газа на разных ступенях технологической схемы сжижения на рисунке 1.

Полученный коэффициент сжижения составляет порядка 2%. Количество сжижаемого и накапливаемого газа должно хватать на недельное обеспечение хозяйства при перебоях в поступлении сетевого газа.

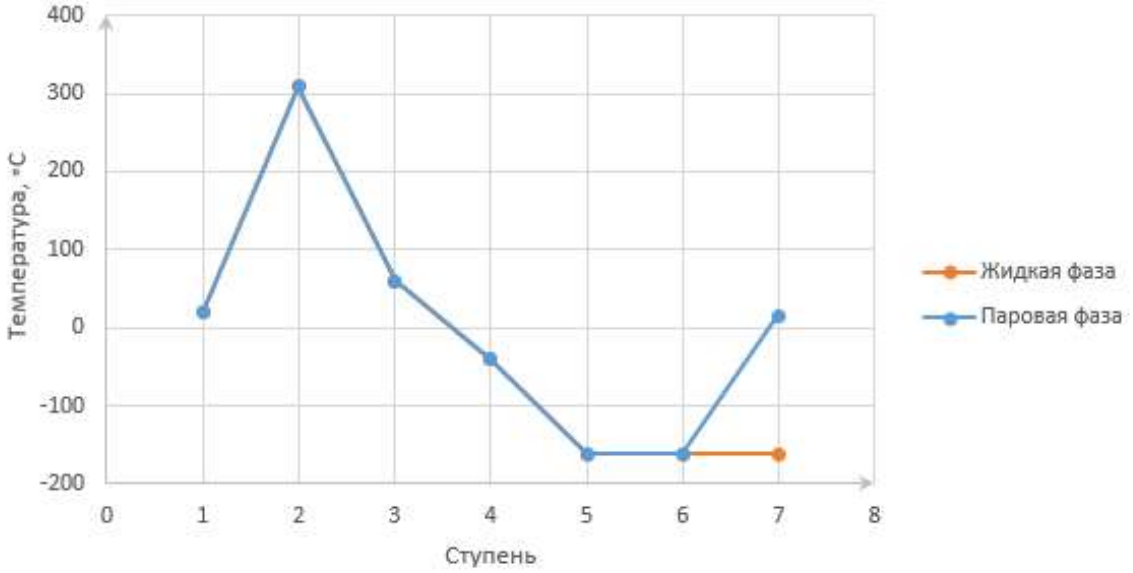


Рисунок 1 – Изменение температуры природного газа на разных ступенях технологической схемы сжижения

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Макаров, А.А. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 [Текст] / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, В.А. Кулагина // ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с.

2. Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – С. 531–554.

УДК 620.197.3

КОРРЕКТИРОВКА ПЛОТНОСТИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА

Э.С. Мифтахетдинова, Д.З. Назмутдинов, А.А. Галимов
ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

Проведен анализ состояния промежуточного теплоносителя (ПТ) подогревателей газа (ПГ), установленных на компрессорных и газораспределительных станциях, который влияет на техническое состояние и надежность, а также на полезную тепловую мощность ПГ. Установлено, что при длительной эксплуатации ПГ комплекс основных физико-химических параметров ПТ претерпевает изменения. В работе используются результаты анализа качества ПТ всех ПГ, установленных на объектах ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Анализировали значение плотности проб ПТ ПГ с различными сроками эксплуатации. Пробы ПТ для анализа отбирали из корпуса ПГ с патрубка указателя уровня и патрубка слива ПТ, расположенного на высоте 0,33 диаметра корпуса от нижней внутренней образующей [1]. Плотность смеси ПТ в пробах определяли по ГОСТ 18995.1-73. Определено, что отклонения по плотности ПТ, свидетельствуют об изменении количественного состава. Можно отметить, что изменения плотности весьма незначительные. Однако, значение плотности 1,003 г/см^3 говорит о повышенном содержании воды и ухудшении качества ПТ. С увеличением срока эксплуатации подогревателя газа зачастую происходит рост плотности ПТ (рисунок 1).

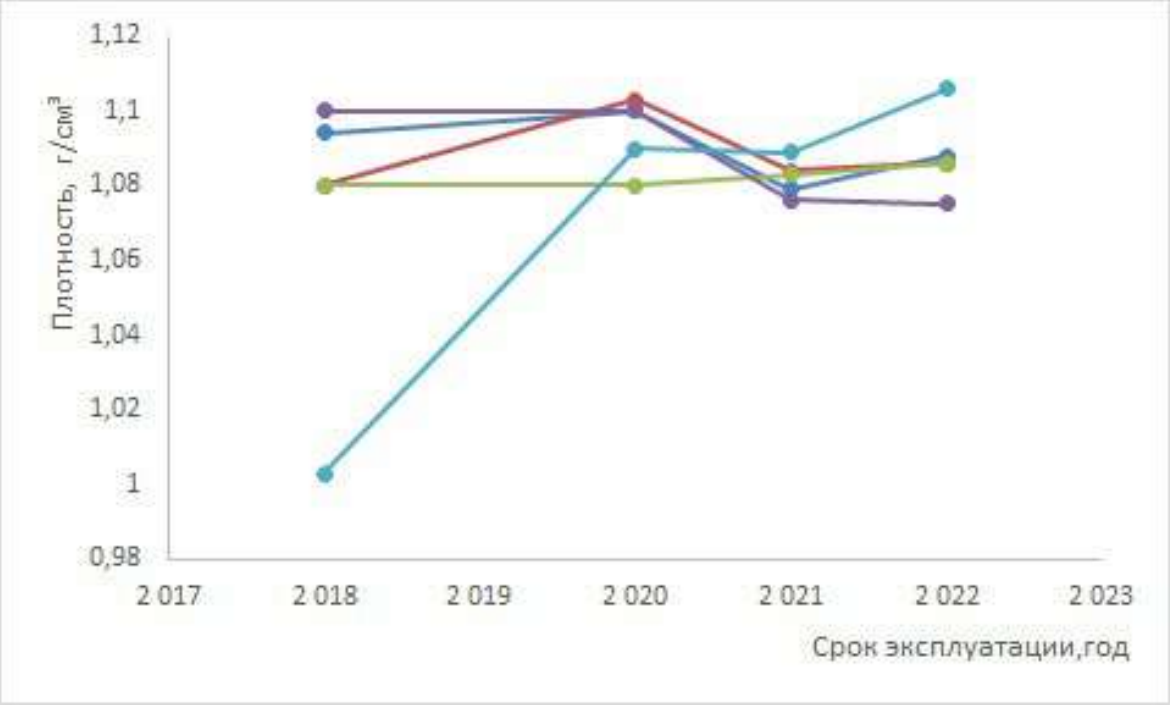


Рисунок 1 – Зависимость плотности проб промежуточного теплоносителя от срока эксплуатации подогревателей газа

Известно, некоторое увеличение плотности смеси ДЭГ - вода теоретически также возможно [2]. Необходимо учесть, что добавление воды проводят из-за компенсации потерь промежуточного теплоносителя. Температура кипения воды равна 100°С, а ДЭГ – 247 °С, поэтому в смеси ПТ в открытой емкости (без избыточного давления), теоретически первой начнет кипеть вода до тех пор, пока она вся не выкипит. То есть, этот процесс приводит к изменению количественного соотношения смеси ДЭГ - вода в сторону увеличения содержания ДЭГ, и соответственно, увеличению плотности смеси. Вместе с тем, ДЭГ сильно гигроскопичен. Поэтому, процесс изменения состава смеси неоднозначен, так как возможные потери воды за счет высокотемпературного испарения могут быть компенсированы путем поглощения воды из воздуха [3].

При ухудшении качества ПТ в руководствах по эксплуатации ПГ рекомендуется проведение корректировки теплоносителя. Однако, конкретных мероприятий по приведению физико-химических показателей к нормативным значениям не указано.

В связи с этим, специалистами ООО «Газпром трансгаз Уфа» разработан метод корректировки плотности ПТ ПГ, заключающийся в сливе определенного объема ПТ с последующим наливом того же объема ДЭГ или воды. Данный объем рассчитывается по выведенной формуле с учетом объема ПГ, текущей и нормативной плотности ПТ.

Следовательно, проведение корректировки ПТ позволит обеспечить надежность работы ПГ и уменьшить материальные затраты на полную замену ПТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подогреватели топливного и пускового газа ГПМ-ПТПГ-5, ГПМ-ПТПГ-10, ГПМ-ПТПГ-15М. Руководство по эксплуатации. Дата изготовления 05.2023г.
2. Сухотин, Грейдер, Арчаков. Коррозия и защита химической аппаратуры – справочное руководство, том 9. Изд-во «Химия», 1974.
3. Посмак М.П. Кузьбожев А.С. Исследование характеристик промежуточного теплоносителя на основе гликоля при длительной эксплуатации ГРС // Контроль. Диагностика, 2011, №5.-с. 25-29

УДК 621.644.07

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ КОМПОЗИТНОГО ТРУБОПРОВОДА В ЗОНЕ КАРСТООБРАЗОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS

В.В. Мякишев
УГНТУ, г. Уфа

В докладе рассматривается постановка задачи по определению НДС трубопровода из композитного материала, пролегающего в зоне карстообразования. Для решения данной задачи необходимо проработать следующие основные вопросы:

1) Моделирование грунтового основания под трубопроводом;
2) Задание прочностных свойств композитного материала, и их моделей.

Задача по моделированию грунта, сводится к выбору его адекватной модели. В настоящее время существует несколько моделей.

Одной из подходящих является модель Мора-Кулона, описывающая прочность и деформирование грунтов. Она учитывает основные свойства грунтов: прочность на сдвиг, сцепление и угол внутреннего трения. Эта модель устанавливает связь между напряжениями и деформациями в грунте, учитывая его прочностные и реологические свойства. Модель применяется в геотехнике, проектировании фундаментов и оценке устойчивости грунтов.

Модель Винклера является еще одним способом задания свойств грунта. При использовании данной модели, сопротивление грунта в трех направлениях, а именно поперечном (вбок), вдоль оси трубопровода и вертикальном (вверх и вниз), рассматриваются независимо друг от друга. Для использования данной модели необходимо знать жесткость грунта в трех направлениях. Данная модель предполагает разбиение трубопровода на узлы. Трубопровод между двумя узлами рассматривается как конечный элемент. Чем меньше длина такого конечного элемента, тем более точным является результат расчета. В данной модели

принимается, что к каждому узлу закреплены пружины различной жесткости, работающие в различных направлениях. Реакции пружин при этом считаются как сосредоточенные, а не распределенные.

Задача моделирования анизотропных свойств композиционных материалов, которые состоят из наполнителя и связующей матрицы. Различие пределов прочности на растяжение и сжатие связано с тем, что при растяжении основную нагрузку на себя принимает наполнитель, а при сжатии в работу включается связующее. На анизотропию материала влияет ориентация волокон в образце, положение которых, в конечном итоге, сказываются на величине пределов прочности на растяжение, сжатие и сдвиг по разным направлениям. Программный комплекс Ansys дает возможность моделирования поведения анизотропных композитов, путем вариаций известных свойств необходимого композита, либо созданием нового с заданными техническими характеристиками, содержащимися в справочниках или информации из базы данных, либо предоставляемой заводом изготовителем.

Таким образом, для определения НДС в трубопроводе из композитного материала необходимо решение путем сопряжения двух моделей: поведения грунта склонного к карстообразованию и самого трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шамбина С.Л. Анизотропные композиционные материалы и особенности расчетов конструкций из этих материалов // Строительная механика инженерных конструкций и сооружений. – 2005. №7. – С. 113-118.

УДК 665.51

ГИПОТЕЗА О ПРОМЫШЛЕННОМ ИЗВЛЕЧЕНИИ ВАНАДИЯ ИЗ НЕФТИ ВО ВРЕМЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Г.В. Несын
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Сырая нефть содержит тяжёлые металлы в следовых количествах. Наиболее распространенными являются ванадий и никель, чьё содержание может превышать несколько сотен ppm. Указанные металлы осложняют переработку нефти, поскольку дезактивируют катализаторы, а ванадий ещё вызывает коррозию при сжигании топлива и образует вредные летучие соединения. Одновременно тот же ванадий является ценным сырьём для высоких технологий: он применяется в производстве ванадий-литиевых аккумуляторов для электромобилей, получении сверхпрочных сплавов, военной технике. Спрос на него возрастает на 7 % в год. По указанным причинам тяжёлые металлы, в особенности ванадий, стараются извлечь из тяжёлых остатков нефти, где они концентрируются в процессе отгонки лёгких фракций. Ванадий и никель присутствуют в нефти по большей части в виде порфириновых комплексов [1]. При переработке порфириновые комплексы концентрируются в асфальтеновой фракции, откуда их извлекают в процессе т.н. деметаллизации с использованием различных физических и химических методов [2]. Надо сказать, что из-за более высокой чистоты ванадий нефтяного происхождения ценится выше, чем металлургический, полученный из титаномагнетитовой руды.

В настоящей работе рассматривается вариант удаления и концентрирования тяжёлых металлов из нефти до её поступления на НПЗ, т.е. в процессе транспортировки по трубопроводам. Для этого есть несколько предпосылок:

- Во-первых, в трубах большого диаметра нефть, как правило, течёт в турбулентном режиме, для которого характерно интенсивное перемешивание, что создаёт благоприятные условия для процессов экстракции компонентов нефти несмешивающимися жидкостями.

- Во-вторых, есть дешёвая, не смешивающаяся с углеводородами нефти жидкость, глицерин, имеющая плотность 1,26 г/мл и способная растворять полярные соединения нефти. Сам по себе, либо как носитель полярных комплексонов, глицерин можно использовать в качестве экстрагента.

- В-третьих, сродство ванадия и никеля к атомам кислорода выше, чем к атомам азота, поэтому переход, например, катионов ванадил порфиринов из нефти в несмешивающуюся полярную жидкость, содержащую кислородсодержащий комплексообразователь, не противоречит термодинамике.

- В-четвёртых, в технологии перекачки нефти предусмотрено её накопление и хранение в резервуарном парке достаточно продолжительное время, в течение которого диспергированная фаза глицерин + экстрагированные металлы будет оседать на дно резервуара, откуда её можно дренировать.

Таким образом, при введении в поток нефти глицерина, содержащего растворённый кислородсодержащий комплексон для ванадил-катиона, сначала про-

изойдёт эмульгирование глицерина в нефтяной фазе с образованием большой поверхности раздела. При движении нефти по трубопроводу в результате многочасового турбулентного перемешивания с большой вероятностью произойдёт экстракция ванадил-катионов комплексонами глицерина. Последующее накопление и хранение эмульсии в нефтяном резервуаре приведёт в определённых условиях к деэмульгированию, коалесценции и довольно быстрому оседанию глицериновой фазы, содержащей комплексы ванадия. Глицериновый концентрат после дренирования из резервуара можно будет использовать для дальнейшего извлечения ванадия.

Один из возможных вариантов экстракции описан в работе [3], где экстракцию ванадил порфирина из нефти проводят водным раствором каликс[n]арена, который представляет собой продукт циклической олигоконденсации п-трет-бутилфенола и формальдегида (рисунок 1).

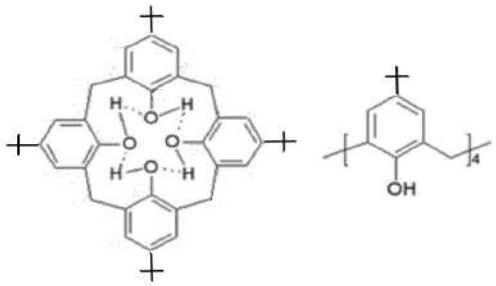


Рисунок 1 Структура каликс[4]арена, продукта циклической олигоконденсации четырёх молекул п-трет-бутилфенола и четырёх молекул формальдегида

Каликс[n]арен имеет название от слова «ваза» (calix) и чаще всего имеет конформацию корзины, в полость которой может входить и удерживаться катион металла по схеме хозяин – гость. Число n – количество мономерных звеньев. В присутствии каликс[4]арена водонефтяная эмульсия коалесцировала и водная фаза оседала на дно [3]. Извлечение ванадия из нефти при определённом содержании комплексона составило более 90%. Отметим, что его проводили с чисто аналитической целью определения концентрации ванадия в нефти.

Если проводить экстракцию ванадия в потоке нефти по описанной выше схеме, то в случае хорошего соответствия предположений практическим результатам доля дохода от выделения ванадия может составить заметную часть в общем доходе от транспортировки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Якубов М. Р. Состав и свойства асфальтенов тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия. Дисс. докт. хим. наук, - Казань, 2019.
2. Mohammad Farhat Ali, Saeed Abbas. A review of methods for the demetallization of residual fuel oils. Fuel Processing Technology, 87 (2006), pp 573–584.
3. B. Mokhtari , K. Pourabdollah. Liquid-Liquid Microextraction of Vanadyl Porphyrins by Nano-baskets. Proceedings of the international conference nanomaterials: applications and properties. Vol. 1 No 3, 03AET02(4pp) (2012).

УДК 621.643

ВЛИЯНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ПРОДУКТА НА ПАРАМЕТРЫ УТЕЧКИ

Е.К. Нехитрова, Р.А. Шестаков
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Трубопроводный транспорт является основным средством транспортировки углеводородных жидкостей благодаря своей экономичности, безопасности, надежности, скорости и эффективности относительно других видов транспорта [1]. Однако, вероятность критических аварий, сопровождающихся утечками, довольно высока по различным причинам, среди которых выделяют коррозию, дефекты сварных швов, повреждения третьими лицами и прочее [2].

Для сокращения финансовых и ресурсных потерь транспортирующих компаний, а также снижения загрязнения окружающей среды, необходимо осуществлять постоянный мониторинг трубопроводов для своевременного обнаружения утечек [3,4].

Существует несколько методов обнаружения утечек, каждый из которых обладает рядом преимуществ и недостатков. Широко известным и наиболее применяемым является балансовый метод, суть которого заключается в том, чтобы дисбаланс между суммарным количеством поступившего и вышедшего транспортируемого продукта находился в заданных пределах [4,5]. На возникновение дисбаланса влияют многие факторы, одним из которых является утечка.

Для определения основных параметров утечки, таких как расход, координата и время ее образования, необходимо учитывать характеристики перекачиваемого продукта.

В работе предлагается на основе данных от датчиков, установленных в начале и в конце участка трубопровода, найти распределение плотности, давления и температуры перекачиваемого продукта по всей длине трубопровода. При определении основных параметров утечки на основе полученного распределения было выявлено, что погрешность и скорость определения расхода и координаты утечки значительно снижается.

В связи с вышесказанным рассматриваемое исследование является актуальным и требует дальнейшего развития и проработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов / М.В. Лурье, Б.Н. Мастобаев, П.А. Ревель-Муроз, А.Е. Сощенко. – М.: ООО «Издательский дом недра», 2019. 434 с.
2. Васильев Г.Г., Ревазов А.М., Леонович И.А. Предотвращение и ликвидация последствий аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах магистрального трубопроводного транспорта. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. 242 с.
3. Мамонова Т.Е., Шкляр В.Н. Алгоритмы определения утечки в нефтепроводе с учетом его геометрического профиля // Вестник науки Сибири. 2011. №1(1). С. 261-267.
4. Зверев Ф.С. Модифицированный метод материального баланса для оперативного обнаружения утечек нефти или нефтепродукта из магистральных трубопроводов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2009. № 3. С. 48-51.
5. Лурье М.В. Повышение безопасности транспортировки нефти и нефтепродуктов путем внедрения непрерывного мониторинга массы жидкости на участках трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7, № 5. С. 68-75.

УДК 622.691.4

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ АКУСТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВНУТРИТРУБНЫМИ ИНСПЕКЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ

Ч.И. Нурмухамедов
УГНТУ, г. Уфа

Для разработки системы поиска утечек, несанкционированных врезок, парогазовых полостей или обводненных участков в трубопроводах с помощью метода акустического зондирования внутритрубным устройством необходимо создать экспериментальный стенд для разработки алгоритма обработки, расшифровки и различия исследуемых акустических сигналов.

Суть стенда заключается в имитации работы магистрального или промыслового трубопровода с движущимся в нем внутритрубным инспекционным прибором.

В процессе проектирования экспериментального стенда произведен гидравлический расчет всей системы, подобрано насосно-силовое оборудование и буферные емкости с учетом потерь напора на трение и местные сопротивления в нагнетательной и всасывающей линиях [1, 2].

Принципиальная схема экспериментального стенда показана на рисунке 1. Стенд состоит из следующих основных элементов: насос Jemix WRS - 25/6 - 180 производительностью 0,75 л/с, две буферные емкости объемом по 60 л, секция из стальных труб диаметром 57 мм и длиной 7 м, полиэтиленовая труба диаметром 40 мм и длиной 10 м, большое количество сменных секций с различными видами объектов и дефектов.

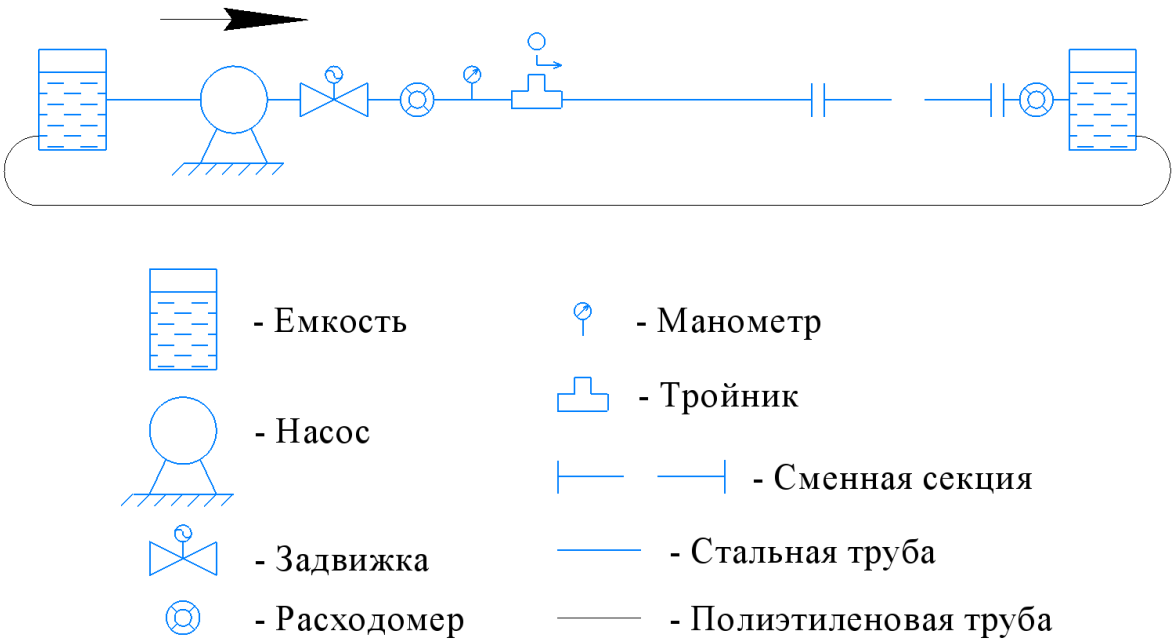


Рисунок 1 – Принципиальная схема экспериментального стенда

Сменные секции для экспериментального стенда будут иметь длину 1 м и смогут крепиться к основному участку с помощью фланцевого соединения. Сменные секции смогут имитировать наличие задвижки, тройника, отвода с различными углами и радиусами поворота, утечки малого объема, отложения АСПО, различных дефектов в трубопроводе.

Принципиальные схемы основных сменных секций приведены на рисунке 2.

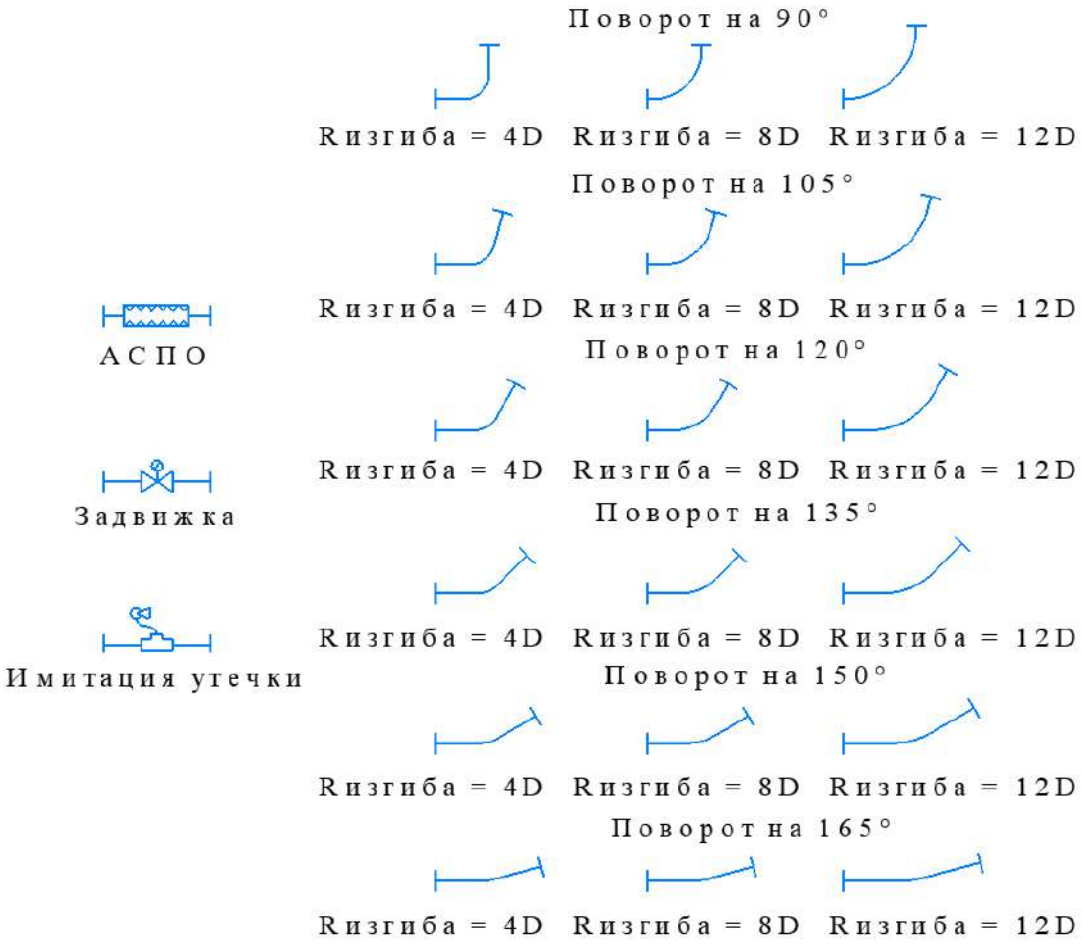


Рисунок 2 – Принципиальные схемы основных сменных секций

После завершения всех проектных и конструкторских работ данный стенд вместе с прототипом внутритрубного инспекционного прибора позволит собрать большую экспериментальную базу для разработки системы акустического зондирования трубопроводов внутритрубными инспекционными приборами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Астрахан, И.М. Сборник задач по гидравлике и газодинамике для нефтегазовых вузов: учеб. пособие / И.М. Астрахан, В.Г. Иванников, В.В. Кадет. – М. : Российский государственный университет (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – 295 с.

2. Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

УДК 622.323

ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВ ГОРЯЧИХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПОСЛЕ ИХ ОСТАНОВА

П.В. Петренко, Р.М. Каримов
УГНТУ, г. Уфа

В последние годы все более актуальной становится важная научно-техническая проблема холодного пуска после остановки горячего нефтепровода. Остановки трубопровода чаще всего связаны с необходимостью планово-предупредительных или аварийных ремонтов. Холодный пуск возможен после предварительного подогрева трубопровода.

На сегодняшний день есть несколько актуальных способов подогрева. Тем не менее, все большую популярность набирают методы подогрева нефти с использованием различных систем электроподогрева [1].

В рамках работы проведен расчет скин-системы путевого электроподогрева, при помощи которой был произведен подогрев горячего нефтепровода после длительного останова.

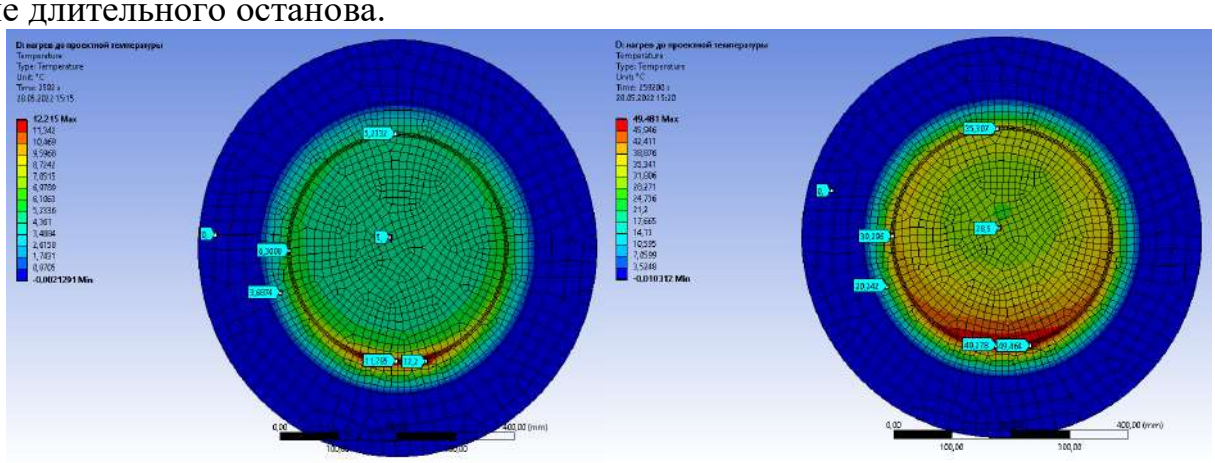


Рисунок 1 – Изменение температурного нефтепровода в результате расчета – 72 часа

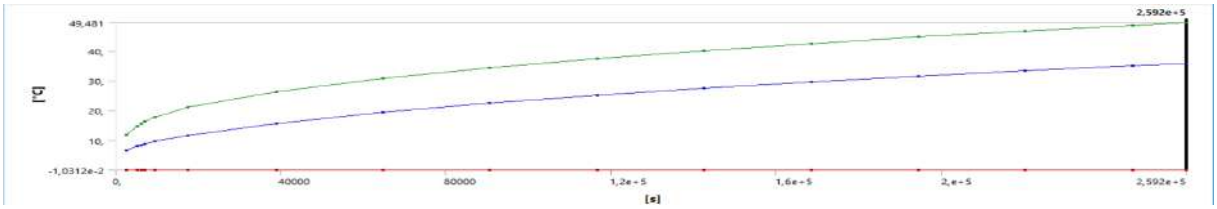


Рисунок 2 – График зависимости температуры от времени расчета

Изменения температур нефти (синим) и системы электроподогрева (зеленым) показаны на рисунке 2. В ходе расчетов температура нефти изменилась от 5,2 ℃ до 35,3 ℃, а системы электроподогрева – от 11,1 ℃ до 49,5 ℃.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Бахтизин, Р.Н. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р.Н. Бахтизин, А.К. Галлямов, Б.Н. Мастобаев, А.М. Нечваль. – М.: «Химия», 2004. – 195 с.

УДК 697.9

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ДОБАВЛЕНИЕМ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

К.И. Плотникова, Ю.Р. Степанова, А.К. Николаев
Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург

В настоящее время, более двух третьих мировых запасов нефти являются неньютоновскими, при этом большинство месторождений расположено в сложных природно-климатических условиях. Выбор метода транспорта зависит от реологических свойств нефти. На рисунке 1 представлены результаты исследования выбора метода транспорта в зависимости от реологических характеристик (нефть №1 - битуминозная, нефть №2 – высоковязкая, нефть №3 – вязкая). Из рисунка видно, что методы, которые эффективны для одного вида нефти, не подходят для нефти с иными реологическими характеристиками.

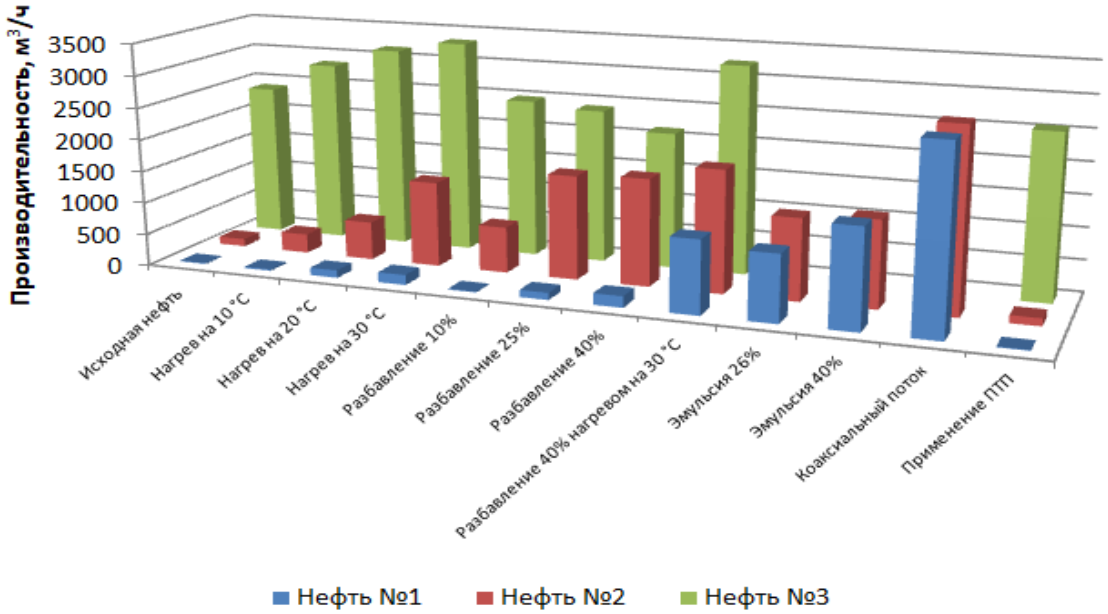


Рисунок 1 - Производительность нефтепровода при использовании различных методов транспортировки нефтей № 1, 2 и 3

Для проведения экспериментальных исследований была использована нефть Восточно-Мессояхского месторождения и присадки MR-1088 и Flexoil.

Обработка экспериментальных данных позволила получить зависимость для расчета коэффициента гидравлического сопротивления в следующем виде [1].

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_f}} = 0{,}782 \cdot ln\ ln\left[A_1 \cdot W_f\right] \quad (1)$$

λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления при перекачке жидкости с присадкой;

$A_1(C)$ – коэффициент, учитывающий влияние присадки и зависящий от ее концентрации;

$$W_f = \frac{Re_f}{Re_f \cdot \frac{0{,}1 \cdot k_э}{D} + 7} \quad (2)$$

$k_э$ – эквивалентная шероховатость;

Re_f – число Рейнольдса при перекачке жидкости с присадкой.

На основе известного коэффициента гидравлического сопротивления возможно вычисление коэффициента *A1(C)* по формуле [2,3]

$$A_1(C) = \frac{1}{W_f}\, exp\, exp\left(\frac{1}{0{,}782\cdot\sqrt{\lambda_f}}\right) - 1 \qquad (3)$$

После анализа полученных результатов экспериментальных исследований выявлено, что эффективность присадки может быть рассчитана по эмпирическим зависимостям от числа Re, напряжения сдвига, скорости, концентрации присадки и длины участка трубопровода [4].

Для нефтепроводов, перекачивающих тяжелые и высоковязкие нефти, на эффективность депрессорных присадок влияет множество факторов. Это вязкость нефти, содержание смол и парафинов, температура подогрева, внешние условия окружающей среды и тд. Формула для расчета эффективности депрессорной присадки представлена ниже

$$\psi_Q = \alpha \cdot d^{\beta} \cdot w^{\gamma} \cdot e^{\frac{Re^{\iota}}{Re''}} \cdot \tau_{wf}^{k} \cdot v^{x} \cdot (1 - \omega \cdot \Pi^{\omega'}) \cdot ((1 - e^{-k''L}) \cdot e^{-p'L} + dr\frac{k}{m}) \cdot (1 - m \cdot e^{-xT}) \cdot \frac{c}{a + b \cdot c} \quad (4)$$

где ν – вязкость нефти, м^2/с; С – массовая доля присадки, г/т; T – температура нефти/дизельного топлива, °С; П - общее содержание парафина в нефти, %.

Коэффициенты α, β, γ, Re", ι, κ, χ, ω, k'', p', drк/m, m, x, a, b находятся на основе регрессионного анализа экспериментальных данных.

Уравнение модифицировано таким образом, что эффективность на конкретном участке определяется определенной базовой эффективностью $\psi_0(C)$. Для учета конкретных условий участка МТ, режима течения жидкости на участке, условий транспортировки вводится поправочный коэффициент f (d, τ_w, L, П, w, ν, Т), который зависит от ряда факторов, влияющих на эффективность применения присадок. Для учета конкретных условий участка магистрального трубопровода, режима течения жидкости на участке, условий транспортировки вводится поправочный коэффициент f(d, τ_w, L, П, w, ν, Т), который зависит от ряда факторов, влияющих на эффективность добавленной присадки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Zhang, L.; Du, C.; Wang, H.; Zhao, J. Three-dimensional numerical simulation of heat transfer and flow of waxy crude oil in inclined pipe. Case Stud. Therm. Eng. 2022, 37, 102237.
2. Нечваль А.М., Муратова В.И., Чэнь Я. Оценка влияния путевой деструкции противотурбулентных присадок на ее гидравлическую эффективность // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. №1. С. 43-49.
3. Zakirova, G.; Pshenin, V.; Tashbulatov, R.; Rozanova, L. Modern Bitumen Oil Mixture Models in Ashalchinsky Field with Low-Viscosity Solvent at Various Temperatures and Solvent Concentrations. Energies 2023, 16, 395. DOI 10.3390/en16010395.
4. Alexander K. Nikolaev, and Natalia A. Zaripova. "Substantiation of analytical dependences for hydraulic calculation of high-viscosity oil transportation" Записки Горного института, vol. 252 (eng), 2021, pp. 885-895.

УДК: 622.692.4.074.2

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРИНЯТИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ ГКМ И ПХГ

Л.В. Попова[1], Т.И. Казакова[2]

1 – Инжиниринговый центр в г. Ухта Нижегородского филиала ООО «Газпром проектирование», г. Ухта;

2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта

Одной из основных проблем при эксплуатации сборных коллекторов газоконденсатных месторождений (ГКМ) и шлейфов подземных хранилищ газа (ПХГ), оборудованных в истощенных месторождениях и водоносных горизонтах, является образования гидратных отложений во внутренней полости трубопроводов. Разработка мероприятий по предотвращению гидратообразования и ликвидации гидратных пробок для конкретного технологического объекта производится на этапе проектирования. Действующей нормативной документацией предусмотрены к применению различные способы предотвращения гидратообразования, но алгоритм выбора конкретного метода или комплекса методов отсутствует, единственным обязательным условием является наличие технико-экономического обоснования приятия решения.

В рамках настоящей работы изучены нормативные требования по борьбе с гидратообразованием в технологических трубопроводах, проведен анализ существующих методов предотвращения формирования отложений и их ликвидации, разработан алгоритм принятия оптимального решения на этапе проектирования объекта.

В трубопроводах ГКМ и ПХГ при различных условиях могут быть применены четыре группы методов предотвращения гидратообразования или ликвидации уже образованных отложений:

1) эксплуатация трубопровода в однофазовом режиме за счет обеспечения поддержания оптимальных давлений и температур;

2) эксплуатация трубопровода в двухфазном режиме с предотвращением накопления конденсата за счет обеспечения его уноса потоком;

3) физическое воздействие на пристенную зону потока (применение труб с гладкостным покрытием, подогрев и/или теплоизоляция стенки трубы, акустическое и сверхвысокочастотное излучение и т.д.);

4) подача ингибитора гидратообразования или гидратоотложения в трубопровод (введение в поток веществ, способных изменять термобарические условия образования гидратов (термодинамические ингибиторы), влиять на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке (кинетические ингибиторы) либо замедлять рост за счет блокировки жидкой фазы, предотвращая контакт «газ – вода») [1].

Выбор оптимального метода предотвращения гидратообразования предлагается реализовывать в соответствии со следующим алгоритмом:

1. На основании данных компонентного состава транспортируемой среды и производится расчет ее возможных фазовых состояний при различных значениях давления и температуры, строится так называемая фазовая диаграмма смеси «природный газ – вода» [2].

2. Проводится гидравлический расчет проектируемой трубопроводной системы, и определяются возможные сочетания эксплуатационных давлений и температур.

3. При сопоставлении результатов расчетов пунктов 1 и 2 определяются возможные фазовые состояния транспортируемой среды.

4. Если при всех возможных сочетаниях эксплуатационных показателей обеспечивается однофазность потока, то дополнительные мероприятия могут не предусматриваться.

5. Если условие однофазности потока не обеспечивается, то производится расчет динамических показателей потока при ожидаемых рабочих давлениях и температурах. Затем по показателям ожидаемых скоростей потока производится оценка потенциальной вероятности скопления жидкой фазы в локальных зонах понижения рельефа, установки тройников, отводов и запорной арматуры.

6. Если скорость двухфазного потока в трубопроводе при всех эксплуатационных режимах составляет более 5 м/с, то дополнительные мероприятия по предотвращению гидратообразования не требуются, однако необходимо предусмотреть системы ввода ингибиторов для случаев образования гидратов при внеплановых остановках трубопровода.

7. Если скорость двухфазного потока в трубопроводе при эксплуатационных режимах составляет 2 – 5 м/с, то следует предусмотреть оборудование для попутного подогрева локальных зон потенциального скопления конденсата до температуры не менее 30 °С с целью испарения выпавшего конденсата, теплоизоляцию данных участков, а также системы ввода ингибиторов для случаев образования гидратов. Температура подогрева и характеристики теплоизоляционного покрытия определяются на основании теплотехнических расчетов. Если на участках потенциального накопления конденсата установка систем попутного подогрева и теплоизоляции экономически не эффективна, то должен быть предусмотрен периодический ввод ингибитора для предотвращения гидратообразования.

8. Если скорость двухфазного потока в трубопроводе при эксплуатационных режимах менее 2 м/с, то работа трубопровода осуществляется в неоптимальном режиме, требуется периодический ввод ингибитора для предотвращения гидратообразования.

Таким образом, благодаря разработанному пошаговому алгоритму на основании комплекса фазовых, гидравлических, теплотехнических и экономических расчетов может быть принято оптимальное решение по предотвращению гидратообразования в сборных коллекторах ГКМ и шлейфах ПХГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бешенцева С.А. Анализ методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах // Вестник кибернетики. – 2012. – № 11 – С. 40 – 44.

2. Лапшин В.И. Фазовые превращения углеводородных нефтегазоконденсатных систем / В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.А. Константинов // Вести газовой науки. – 2018. – № 2 (18) – С. 120 – 128.

УДК 622.692.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ТЕРМИНАЛОВ

В.В. Пшенин

Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург

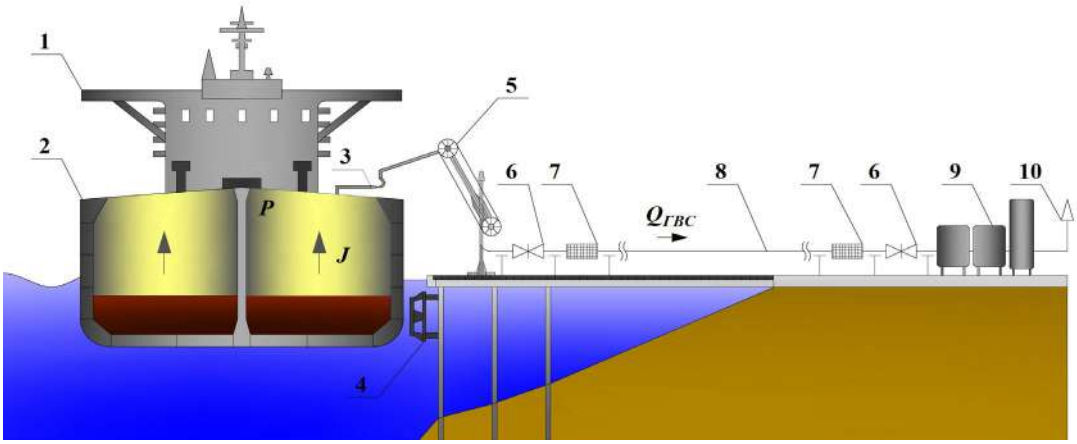
Морские нефтеналивные терминалы являются ключевыми узлами транспортной системы Российской Федерации. В настоящее время их роль как никогда велика: в текущей геополитической ситуации происходит переориентация потоков в страны АТР. Проекты в области трубопроводного транспорта не могут обеспечить подобную гибкость. В этой связи внимание в отрасли приковано к крупным инфраструктурным проектам в области портов, причем это касается не только нефти и нефтепродуктов, но и прочих наливных грузов: СПГ, СУГ, метанол, МТБК и т.д. Укрупненная схема объектов нефтяной промышленности и системы магистральных трубопроводов представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Укрупненная схема объектов нефтяной промышленности и системы магистральных трубопроводов

Стратегически важным вопросом является развитие Северного Морского Пути. Однако, это не означает отказ от других бассейнов. В условиях санкционных ограничений выполнить процесс развития инфраструктуры с учетом требований экологической и промышленной безопасности возможно только с привлечением научных исследований, в т.ч. по смежным областям [1].

В работе приводятся основные результаты автора по исследованиям, проведенным в период с 2018 по 2023 гг. Основной фокус внимания был сосредоточен на повышении эффективности улавливания паров при проведении товарно-транспортных операций на морских терминалах (рисунок 2) и на рейде.



1 – танкер; 2 – двойной корпус; 3 – мастрайзер; 4 – узел защиты причальных сооружений; 5 – стендер отвода газовой фазы 6 – запорно-регулирующая арматура; 7 – детонационный преградитель; 8 – трубопровод отвода газовой фазы; 9 – установка рекуперации паров нефти; 10 – свеча рассеивания

Рисунок 2 – Принципиальная схема процесса налива танкера

В рамках проведенных исследований были сформулированы математические модели процессов. Их исследование и осмысление позволило сделать следующие основные выводы (тезисно):

1. Обеспечение рациональных режимов погрузки и управление процессом налива позволяет повысить уровень экологической и промышленной безопасности морских терминалов;
2. Системы газоотвода следует проектировать с учетом нелинейной динамики испарения и изменчивости свойств наливного груза;
3. Системы ресурсосбережения при погрузке в транспортные емкости (в т.ч. автоцистерны и ж/д цистерны) следует эксплуатировать в специальных энергосберегающих режимах.

В целом, можно заключить, что в отрасли наступает момент перехода к самостоятельному осмыслению процессов и отказе от слепого следования модной «экологической» повестке. Встав на этот сложный путь, становится очевидно, что требуется обеспечить фундаментальное научное сопровождение развития морской перевозки нефти и нефтепродуктов в целях комплексного повышения их эффективности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак, А. А. Оценка области применения установок рекуперации паров нефтепродуктов по зарубежным данным / А. А. Коршак, А. А. Коршак, А. В. Захарченко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Т. 13, № 3. – С. 252-260. – EDN XFZEMD.

УДК 622.691.4.052

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА И КОМПОНОВКИ ТРУБНЫХ ПУЧКОВ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

Р.Р. Рахмангулов
УГНТУ, г. Уфа

Многочисленные исследования теплообмена в охладительных секциях аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа компрессорных станций магистральных газопроводах проводились с целью определения наибольшей эффективности при использовании различных методов, таких как оребрение труб пластинчатыми, стержневыми и комбинированными ребрами, орошение охлаждающих поверхностей, струйный обдув и другие [1,2].

Эксперименты в лабораторных условиях позволяют установить теплопередачу и аэродинамическое сопротивление охладительных секций, но не учитывают обстоятельств реальной промышленной эксплуатации. Загрязнение оребренных поверхностей оказывает значительное влияние на теплообмен, однако эти данные трудно учесть в расчетах без условий динамики загрязнения и их численных значений. Лабораторные исследования также не учитывают реальные факторы: погодные условия и фракционный состав загрязнений.

Большинство методов интенсификации теплообмена приводят к увеличению аэродинамического сопротивления, но использование переменного числа трубок в рядах и их взаимного расположения снижает энергозатраты на прокачку воздуха без потери теплоотдачи. Рациональное соотношение диаметра пластин оребрения и зазора между ними для труб с высоким коэффициентом оребрения является оптимизационной задачей с учетом различных вариантов расположения труб в пучке.

Для дальнейшего совершенствования конструкции теплообменных секций АВО с учетом указанных аспектов промышленной эксплуатации проведено численное моделирование процесса охлаждения газа с помощью программного пакета ANSYS CFX. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании аппаратов воздушного охлаждения газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алимов, С.В. Аппараты воздушного охлаждения газа: опыт эксплуатации и пути совершенствования / С.В. Алимов. В.А. Лифанов, О.Л. Миатов // Газовая промышленность. – 2006.– № 6.– С. 54-57.
2. Локтев А.В., Малахов А.В., Мишин И.С. Повышение эффективности охлаждения газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов / Тр. Нижегородского гос. техн. ун-та им. Р.Е. Алексеева, 2016. – №1.– С. 207-210.

УДК 621.642.39

РАЗРАБОТКА АДАПТИРОВАННОЙ МЕТОДОЛОГИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ КЛЕПАННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

Д. К Т Рохас, М.И. Байкова
УГНТУ, г. Уфа

Резервуары для хранения представляют собой конструкции, изготовленные из различных материалов, обычно цилиндрической формы, которые используются для хранения и/или консервации жидкостей или газов при атмосферном давлении. Они широко используются в газовой, нефтяной и химической промышленности, и в основном их наиболее заметное применение приходится на нефтеперерабатывающие заводы из-за требований к процессу хранения, как временного, так и длительного; продукции и побочных продуктов, полученных в результате ее деятельности. Правильное обслуживание резервуаров — очень важная задача. Климатические условия оказывают разлагающее воздействие на любую инертную органику. Такие факторы, как изменения влажности, температуры, внутреннего давления резервуара, могут ускорить эти процессы, вызывая накопление воды, образование инертных веществ и т.д.

Основной процент резервуаров, установленных на предприятиях Кубы, приходится на клепанные резервуары. На настоящее время на Кубе отсутствует методика, позволяющая оценить объем ремонтных работ для клепаных резервуаров нефти и нефтепродуктов, что является актуальной проблемой.

Для надежной работы резервуаров необходимо своевременно производить их обслуживание и в случае необходимости выводить в ремонт.

Целью работы является разработка адаптированной для условий Кубы методологии, позволяющей оценить необходимость ремонтных работ клепаных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

Разработанная методика оценки необходимости ремонта клепаных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов для условий Кубы является решением сложившейся проблемы, поскольку по ряду полученных в результате обследования данных, определяется необходимость того или иного вида ремонта, соблюдение цикла обслуживания резервуара, позволяющие поддерживать или вернуть резервуар в оптимальное рабочее состояние и продолжить использование его мощности в кратчайшие сроки.

УДК 697.9

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА БАЛЛАСТА НЕФТИ

Е.С. Русакова, А.А. Бабакулов
СамГТУ, г. Самара

Мир развивается, появляются новые технологии, приборы и системы измерений. Однако до сих пор архитектура преобладающего количества вновь проектируемых узлов учета базируются на устаревших принципах, которые были созданы еще в 1970 годы.

Применяемая в данный момент система измерений количественных и качественных показателей нефти (СИКН) включает в себя блок измерения качества (БИК), который позволяет автоматически отбирать пробы и измерять параметры, такие как плотность, вязкость, температура, содержание воды и содержание серы.

Целью данной работы является определение балласта в нефти на потоке, для этого были изучены различные ГОСТы и 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 возможно выделить весь балласт (вода, механические примеси и хлористые соли) разом, что позволит определить массу балласта и массу нетто, однако ГОСТ Р «Нефть» утверждает, что необходимо знать массовую долю каждого компонента.

Мы предлагаем дополнить блок измерения качества системой приборов для автоматического определения воды, хлористых солей, механических примесей и асфальтенов, если таковые имеются, для определения массы балласта и массу нетто нефти [2].

Алгоритм работы данного прибора можно разделить на 5 этапов:

1 этап: Отделение воды и хлористых солей от нефти с использованием физико-химических методов;

2 этап: Определение массы воды (содержащей, в том числе, хлористые соли);

3 этап: Определение массы хлористых солей;

4 этап: Отделение механических примесей от асфальтенов с использованием физико-химических методов;

5 этап: Определение массы механических примесей и асфальтенов.[3]

На первой стадии создания системы автоматического определения состава балласта нефти (САОСБН) предлагается выбрать трехфазную центрифугу, которая позволяет разделить исходный материал на три фазы: твёрдую и две жидкие разных плотностей. После разделения смеси нефть-вода-механические примеси, используя физико-химические методы, можно определить массу составных частей. Таким образом, разрабатываемая система приборов позволит автоматически определять массу воды, хлористых солей, механических примесей и асфальтенов сразу на потоке (рисунок 1).

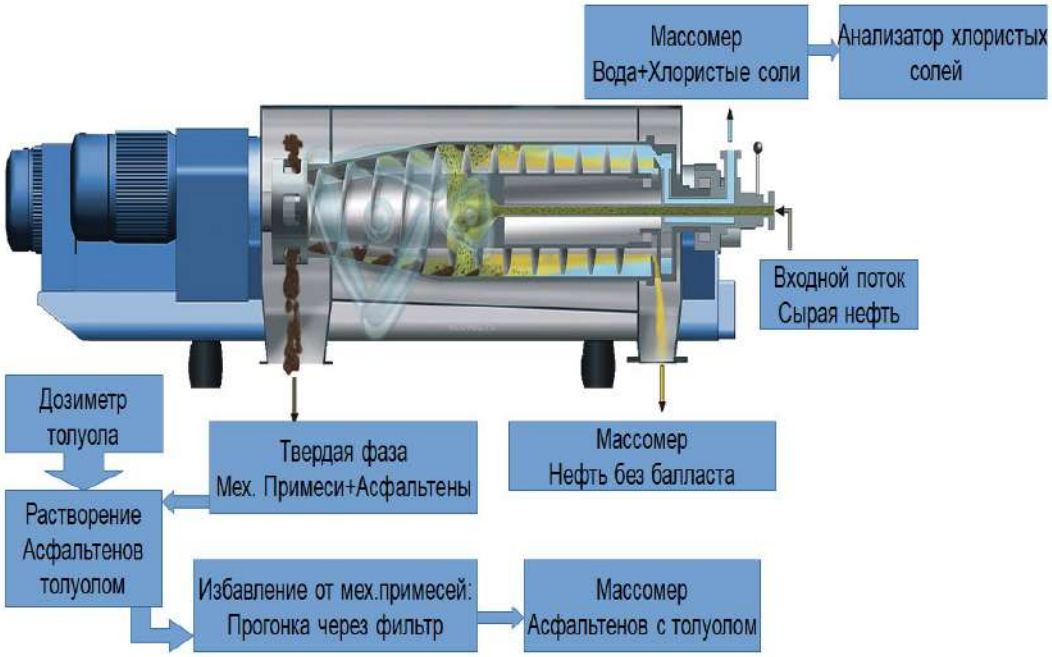


Рисунок 1 – Блок-схема САОСБН на основе трёхфазной центрифуги (трикантера)

Исходя из проведенного анализа результатов поиска, пришли к выводу, что для автоматического определения массы нетто требуется добавить в блок измерения качества (БИК) трикантер, поточные анализаторы содержания хлористых солей и массомеры в состав системы измерений количества и качества нефти. Однако, в ходе научных изысканий было выяснено, что основным документом нефтяной отрасли ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» не установлено положение асфальтенов: определение их содержания не входит в перечень показателей качества нефти и в то же время они не отнесены к показателям балласта. Это привело, в свою очередь, к ряду усложнений в разработке САОСБН.

Асфальтены - твердые, хрупкие, неплавкие, наиболее высокомолекулярные вещества из всех выделенных компонентов нефти. Они являются ценным сырьем: на примере крупнейшего Ромашкинского месторождения Волго-уральской провинции в асфальтенах концентрируется от всего 58,5% ванадия и 54% никеля [3].

Проблема разделение смеси нефть-вода-механические примеси является актуальной. Внедрение САОСБН может стать решением данной проблемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ханов Н.И., Фатхутдинов А.Ш., Слепян М.А., Золотухин Б.А., Фатхутдинов Т.А. Измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов при сборе, транспортировке, переработке и коммерческом учете.- СПб.: Изд-во СПбУЭФ, 2000. 270 с.
2. Власов В.Г. Физико-химические свойства нефтей, нефтяных фракций и товарных нефтепродуктов: СамГТУ, Самара 2005.
3. Г. А. Галимова, СОСТАВ, СВОЙСТВА, СТРУКТУРА И ФРАКЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ/ Г. А. Галимова, Т. Н. Юсупова, Д. А. Ибрагимова, И. Р. Якупов // Вестник технологического университета. 2015. Т18. №20. С. 60-64.

УДК 620.193.462.21

ЧЕРНАЯ ПОРОШКОВАЯ КОРРОЗИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НЕЙ

Р.И. Садрисламова
УГНТУ, г.Уфа

Образование черного коррозионного порошка, называемого «black powder corrosion» является серьезной проблей в нефтегазовой отрасли. Данный порошок наносит значительный ущерб технологическим компонентам, в том числе трубопроводным сетям. Для решения данной проблемы необходимо проведение комплексных методов по изучению состава, механизма образования и методов борьбы с данным видом коррозии.

Скапливание черного коррозионного порошка может привести к:

- уменьшению диаметра газопровода, снижая давление и расход;
- ускорению эрозии металлических компонентов, что в дальнейшем ведет к поломке трубопровода;
- возможности возгорания, из-за своего уникального химического состава.

Образец черного порошка выглядит как ржавый песок, с мелкими камнями, с ярко выраженным запахом газа.

С помощью физико-химической экспертизы был определен состав данного образца. В состав входят образования железа, такие как пирротин, макинавин, марказит и пирит, которые быстро забивают сети транспортировки продукта. Химические компоненты, вступающие в перекрестную реакцию со сталью, с образованием черного коррозионного порошка, включают – воду, кислород, сероводород, монооксид углерода.

Отталкиваясь от состава порошка, были разработаны методы по его удалению. Такие, как картриджные фильтры, циклонные сепараторы, коалесцирующие фильтры.

Согласно рассмотренных источников, основной причиной образования черного коррозионного порошка является конденсированная вода. К примеру, температура товарного газа значительно выше его точки Росы, что говорит о том, что вода присутствует в виде пара. В связи с этим предлагается проводить адсорбцию для удаления водяного пара, проходящего через установку.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шерик, А.М. Черный порох в трубопроводах транспортировки товарного газа/ А.М.Шерик - Технологический журнал Suadi Aramco, 2007.- 2–10 с.

УДК: 622.692.4.074.2

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПОТЕРИ ПРОДОЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ВВЕРХ ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО – УХТА НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ РЕКУ МОРДЫ-ЯХА

И.Л. Сарычев[1], А.С. Кузьбожев[2], И.Н. Бирилло[2]
1 – ООО «Газпром трансгаз Ухта, г. Ухта;
2 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта

Обеспечение стабилизированного положения газопровода на проектных отметках является одним из необходимых условий его длительной безопасной эксплуатации. Опыт эксплуатации МГ показывает, что на участках газопроводов, пересекающих водные преграды, имеют место случаи изменения начального положения трубы. Например, после двух лет эксплуатации МГ Бованенково – Ухта по результатам обследования подводных переходов (ПП) головного участка протяженностью порядка 470 км были выявлены семь ПП с участками, на которых труба изменила свое начальное положение, переместившись вверх. Наиболее заметное (более 3 м) перемещение трубы вверх произошло на двух переходах (переходы через р. Морды-Яха) протяженностью 305 и 384 м, где появились участки, на которых перестало обеспечиваться нормативное заглубление газопровода и возникла реальная опасность оголения трубы.

Результаты выполненных расчетно-аналитических исследований, приведенные в работах [1, 2], показали следующее:

1) фактический уровень балластировки газопроводов подводных переходов соответствует нормативному;

2) изменение начального положения (всплытие) газопроводов на участках подводных переходов может быть обусловлено следующими факторами:

– повышенная плотность жидкой среды, окружающей участки газопровода (из-за засоленности воды и/или вследствие разжижения грунта, в котором находится газопровод);

– обмерзание наружной поверхности газопровода вследствие транспортирования газа с отрицательной температурой;

3) изменение начального положения газопровода существенно зависит от протяженности русловой части подводного перехода и проявляется только на подводных переходах значительной протяженности (более 200 м).

Следует отметить, что проведенные расчетно-аналитические исследования были направлены исключительно на оценку условий, при которых могло произойти всплытие участков ПП, при этом возможность потери продольной устойчивости участков газопроводов на подводных переходах не рассматривалась.

В настоящей работе проанализирована возможность изменения положения участка газопровода на стадии эксплуатации вследствие потери его продольной устойчивости при переходе в текучее состояние грунтовой среды, находящейся вокруг газопровода.

Возможность потери продольной устойчивости участками газопроводов на рассматриваемых ПП оценивалась путем сравнения фактической протяженности

деформировавшихся участков ПП с расчетными критическими значениями протяженности $\ell_{кр}$ участков газопроводов, при которых значения эквивалентного продольного осевого усилия S достигают значения критического продольного усилия $N_{кр}$, то есть $N_{кр} = S$. Продольное усилие S в сечении газопровода обусловлено продольными деформациями материала труб, которые вызваны внутренним давлением транспортируемого продукта и изменением температуры стенок газопровода от момента его монтажа и до стадии эксплуатации. Значение критического продольного усилия $N_{кр}$ при отсутствии вокруг трубы грунтовой среды определяется геометрическими параметрами участка газопровода и характером закрепления его концов.

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что фактическая протяженность деформировавшихся участков ПП не менее чем в 2,15 раз (на первой нитке газопровода) и в 2,72 раз (на второй нитке газопровода) превышает критическую длину $\ell_{кр}$, определяющую устойчивость газопровода в продольном направлении. Таким образом, при текучем состоянии грунтовой среды, находящейся вокруг газопровода, когда грунт не оказывает никакого сопротивления для поперечного перемещения трубы, потеря продольной устойчивости рассматриваемых участков газопровода возможна. При этом следует отметить, что перемещение деформировавшихся участков газопроводов вверх от воздействия продольной сжимающей силы маловероятно, так как начальное положение газопровода на ПП характеризуется не прямолинейной, а вогнутой конфигурацией оси. При непрямолинейной конфигурации оси участка газопровода продольная сжимающая сила обеспечивает поперечное перемещение трубы в направлении уже имеющегося искривления оси, то есть для рассмотренных участков газопроводов с вогнутой конфигурацией оси их перемещение от воздействия продольной сжимающей силы может происходить только вниз. Изменение вогнутой конфигурации оси участка газопровода ПП на выпуклую возможно только от воздействия выталкивающей силы водной среды при недостаточной балластировке участка газопровода, а уже после изменения конфигурации оси участка газопровода продольное сжимающее усилие вызывает увеличение величины перемещения трубы вверх от своего первоначального положения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Исследование причин изменения начального положения подводного перехода газопровода/ И.Л. Сарычев, А.С. Кузьбожев, И.Н. Бирилло И.Н. и др. // Вести газовой науки: науч.-тех. сб.: Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений Европейского Севера России. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2020. – С. 78 – 86.

2 Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Влияние протяженности подводного перехода на деформирование газопровода с положительной плавучестью // Булатовские чтения: материалы IV международной научно-практической конференции (31 марта, 2020 г.), ч. 4. – С. 146 – 150.

УДК 86.09

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.В. Саяпов, М.И. Исмагилов, С.Д. Барахнина
УГНТУ, г. Уфа

Статистика аварий на магистральных газопроводах (МГ) является важным инструментом для анализа эффективности методов дистанционного контроля состояния запорной арматуры. Аварии на газопроводах могут иметь серьезные последствия, такие, как потери жизней, материальные убытки и негативное воздействие на окружающую среду. В 2022 году на объектах МГ РФ произошло 7 аварий, на одну аварию больше, чем в 2021 году. Анализ причин аварий на МГ показывает, что аварии на объектах МГ происходят из-за конструктивных недостатков оборудования, брака строительства или изготовления, коррозии металла трубы, ошибочных действий персонала при эксплуатации, износа оборудования, воздействия стихийных явлений природного происхождения, механических воздействий, производственных дефектов труб и оборудования [2].

Целью исследовательской работы явился анализ современных методов дистанционного контроля состояния запорной арматуры МГ, выявлению положительных и отрицательных свойств данных методов, влиянию их на причины аварий на МГ, а также применению их в отечественной практике.

Проведена аналитическая работа по исследованию причин аварий на опасных производственных объектах, возникающих из-за ненадлежащего технического состояния трубопроводной арматуры, собраны и обобщены современные, эффективные и безопасные методы и средства, которые позволяют удаленно и в режиме реального времени контролировать состояние запорной арматуры МГ.

Анализ статистических данных по авариям на МГ позволяет выявить основные причины и факторы, способствующие возникновению аварий. Одним из самых распространенных причин является неисправность или неправильная работа запорной арматуры. С помощью сбора и анализа данных по авариям можно определить частоту и распределение возникновения аварийных ситуаций на МГ. Это позволяет выявить тенденции и установить приоритеты в разработке и применении методов дистанционного контроля состояния запорной арматуры. Например, если статистика показывает, что большинство аварий вызвано поломками определенного типа клапанов, то необходимо особо тщательно контролировать их работу.

Кроме того, анализ статистики позволяет оценить эффективность применяемых методов дистанционного контроля состояния запорной арматуры. Если данные показывают, что аварии происходят несмотря на использование существующих методов контроля, это может свидетельствовать о необходимости внесения изменений или разработке новых подходов к обслуживанию и мониторингу запорной арматуры.

В результате анализа и обобщения сведений о современных средствах дистанционного контроля состояния запорной арматуры выявлена их связь с при-

чинами аварий на МГ. Одной из основных причин отказа запорной арматуры является ее износ и излишняя коррозия. Долгосрочное эксплуатационное воздействие высоких давлений и агрессивных сред может привести к появлению трещин, утрате герметичности или поломке элементов запорной арматуры. Это особенно актуально для старых газопроводов, которые были построены десятилетия назад и не претерпевали систематического обслуживания и замены оборудования. Другой распространенной причиной отказа запорной арматуры является неправильная эксплуатация или обслуживание. Некорректная установка, неправильный выбор материалов или недостаточное обслуживание могут привести к ускоренному износу и поломке запорной арматуры. Также важно отметить, что неправильное использование запорной арматуры, например, частые переключения или неправильные регулировки давления, может вызвать повышенный износ и снижение ее рабочих характеристик. Также одной из причин отказа запорной арматуры может быть несоответствие требованиям стандартов и технических регламентов. Например, использование устаревших моделей запорной арматуры или несоблюдение требований по выбору материалов может привести к сокращению срока службы и повышению риска возникновения аварийных ситуаций.

Анализ современных методов дистанционного контроля состояния запорной арматуры газопроводов позволяет определить причины ее отказов. Неправильная эксплуатация, износ и несоответствие требованиям стандартов являются основными факторами возникновения проблем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барахнина В.Б. Способы интенсификации биоочистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и некоторых буровых отходов, дисс. канд. техн. наук, – Уфа: 1999. – 24 с.
2. Коннов Я.А., Ягдарова М.С., Барахнина В.Б. Эффективный способ предотвращения газогидратов при транспортировке углеводородов со Штокманского газоконденсатного месторождения. Тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт– 2021»/ редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021.– С. 249-452.
3. Саитова К.А., Коннов Я.А., Барахнина В.Б. Дифференцирование проблем обеспечения экологической безопасности на магистральном трубопроводе. Материалы XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2021», в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 66-68.
4. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. – С. 25-28.
5. Хафизова А.А., Киреев И.Р., Барахнина В.Б. Выявление причин высокой аварийности на морских нефтегазодобывающих платформах. Экологический вестник России, №2, 2012. – С. 20-24.

УДК 622.691.4

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

А.В. Селезнев, С.В. Китаев
УГНТУ, г. Уфа

Газовая промышленность является источником значительного количества вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). Основная доля ВЭР теряется с уходящими газами газотурбинных установок (ГТУ).

В системе транспорта газа ПАО «Газпром» эксплуатируется 247 компрессорных станций (КС), которые имеют практически однотипную технологию, к которой могут быть применены общие рекомендации [1, 2]. На КС магистральных газопроводов (МГ) теплота уходящих газов используется в основном на нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС). Подземные хранилища газа (ПХГ) отличаются сезонностью закачки газа, которая производится в летний сезон, когда тепловая энергия на отопление не нужна. Сеть ПХГ обеспечивает в отопительный период от 22 до 44 % всех поставок газа «Газпромом». На территории РФ ПАО «Газпром» эксплуатирует 23 ПХГ.

На ПХГ ПАО «Газпром» коэффициент полезного действия (КПД) ГТУ в период закачки составляет в среднем около 30%, вследствие того, что теплота выхлопных газов, не используется рационально в цикле привода, а выбрасывается в атмосферу с температурой 350-450 °С.

В целях утилизации ВЭР в работе обосновано использование теплоты уходящих газов ГТУ на КС-5 для подогрева топливного газа для агрегатов на примере Канчуринско-Мусинского комплекса ПХГ.

На КС-5 установлены агрегаты ГПА-Ц-6,3, изготовленные Сумским машиностроительным объединением имени И.М. Фрунзе.

Агрегат представляет собой установку блочного типа с полнонапорным нагнетателем НЦВ-6,3 и приводным авиационным двигателем Д336-2Т мощностью 6300 кВт.

Определен потенциал выработки тепловой энергии посуточно за период закачки. На основании полученных данных получена гистограмма распределения частот выработки тепловой энергии по интервалам.

Проверка гипотезы о законе распределения производилась на основании критерия хи-квадрат (χ^2) Пирсона. Использование этого критерия основано на применении такой меры расхождения между теоретическим $F(x)$ и эмпирическим распределением $F_n(x)$, которая подчиняется закону распределения χ^2. Гипотеза H_0 о согласовании распределений проверяется путем анализа распределений этой статистики.

Принимая гипотезу о нормальном распределении с вероятностью 99,73% при уровне значимости 0,01, используя правило трех сигм можно заключить, что среднесуточная выработка теплоты на КУ будет достаточной для нагрева топливного газа на ГТУ за период закачки газа.

С учетом расчетной площади поверхностей теплообмена равной 266 м^2 для нагрева топливного газа применены кожухотрубные теплообменники марки 800ТНГ-2,5.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р. Повышение степени использования теплоты уходящих газов газотурбинных установок в магистральном транспорте газа/И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, С.В. Китаев// Нефтегазовое дело. 2016. Т.14. №1. С. 106-110.
2. Байков И.Р. Моделирование работы теплофикационной установки на компрессорной станции при повышении степени использования теплоты вторичных энергоресурсов/И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, С.В. Китаев//Нефтегазовое дело. 2016. Т. 15. №2. С. 80-84.

УДК 504.75.06

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РАЗЛИВА НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ «ОХА – КОМСОМОЛЬСК-НА-АМУРЕ – ХАБАРОВСК»

П.К. Семянцева, А.А. Ильченко
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, Москва

В докладе проводится анализ последствий экологической катастрофы, произошедшей на территории Хабаровского края. Разлив на магистральном трубопроводе «Оха – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск» сильно повлиял на биосферу Комсомольского района, а также поспособствовал принятию решения о закрытии данного нефтепровода и постройке нового.

Нефть, магистральный нефтепровод, окружающая среда, целостность биосферы, разлив нефти.

С каждым годом нефть все более плотно входит в наше бытие. Становится уже сложно представить хотя бы одну сферу общественной жизни, в которой не нужны были бы производные данного полезного ископаемого. На фоне интенсивной добычи углеводородных месторождений встал вопрос об использование самого оптимального и недорогостоящего транспорта нефти и нефтепродуктов, который способен вне зависимости от сезона ежесекундно переносить огромный объем сырья и продуктов переработки в разные области, страны и даже изолированные участки суши. Именно поэтому с начала прошлого века по всему миру строятся магистральные трубопроводы, позволяющие в кратчайшее время доставить столь ценный ресурс в любую точку страны. Так в 1952г. был построен магистральный нефтепровод «Оха – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск», связывающий остров Сахалин (место активной разработки нефтяных месторождений) и центральный дальневосточный порт, расположенный в Хабаровском крае.

Данный магистральный трубопровод эксплуатируется с 60 годов прошлого века, за время работы выполнял важный функционал – переправлял нефти с отдаленного острова на континент. Однако на момент 2016 года состояние 74% нефтепровода, а это примерно 520 км, слишком изношены, что привело к значительному снижению безопасной эксплуатации трубопровода. Данный факт в свою очередь и послужил главной причиной аварии, произошедшей 28 января 2020 года в 8 километрах от села Верхнетамбовское. Нефть попала в 3 ручья: Безымянный, Кривой и Голый, а также в озеро Голое.

По результатам проверки было выявлено, что на рельеф местности вытекло более 120 тонн нефти, загрязнено 1700 м кв почв и 70 тыс. м кв вод озера Голое, также нефть была замечена и в реке Амур, одной из главных рыбохозяйственный «артерий» дальнего востока (рисунок 1).



Рисунок 1 – Снимок из космоса от 20 августа 2020 года

Несмотря на проведение всех необходимых мероприятий по ликвидации последствий аварийного разлива: установки 17 рубежных боновых заграждений, общей протяженностью более 4 км, удаления с поверхности воды всей нефтяной пленки и нефтесодержащей жидкости, весной следующего года были обнаружены следы нефтесодержащих продуктов в выловленной рыбе в Амуре. Данная катастрофа не только разрушила целостность биосферы Комсомольского района Хабаровского края, но и поспособствовала возникновению вопроса о закрытии данного трубопровода и постройке нового.

Аварийные разливы при эксплуатации трубопроводов наносят колоссальный ущерб окружающей среде. Особое внимание стоит уделять аварийным ситуациям на водной поверхности, в связи со скоротечностью распространения загрязнения по сравнению с сухопутной частью территорий. Анализируя опыт аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, становится возможным повысить эффективность планов ЛАРН, а, следовательно, повысить уровень экологической безопасности использования линейных объектов нефтегазового комплекса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера: предупреждение и ликвидация. (Сборник статей по материалам научно-практической конференции);
2. Методики оценки рисков чрезвычайных ситуаций и нормативы приемлемого риска ЧС (Руководство по оценке рисков ЧС техногенного характера, в том числе при эксплуатации критически важных объектов РФ)/В.А. Акимов, А.А. Быков и др.// Проблемы анализа риска. 2005.№1.С.6-32;
3. Официальный сайт журнала «Нефтегаз», URL: https://clck.ru/34Jnc7 (дата обращения 1.05.2023);
4. Официальный сайт правительства Хабаровского края, URL: https://www.khabkrai.ru/ (дата обращения 1.05.2023);
5. Официальный сайт Амурской бассейновой природоохранной прокуратуры, URL: https://epp.genproc.gov.ru/web/abpp (дата обращения 1.05.2023);

УДК 620.193

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Е.Р. Сивкова, Е.Е. Яворская
УГТУ, г. Ухта

Частым явлением на территории промышленных площадок нефтегазотранспортных предприятий является несоответствие величины потенциала «труба-земля» нормируемым значениям требуемого уровня защиты от коррозии. К причинам данного явления относятся такие факторы, как влияние источников блуждающих токов, взаимовлияние станций катодной защиты, расположенных на территории объекта, влияние смежных систем на процесс токораспределения в системе электрохимической защиты (ЭХЗ) и неоднородность грунтовых условий на территории промышленной площадки.

В настоящее время при проектировании и вводе в эксплуатацию систем электрохимической защиты технологических трубопроводов не учитывается тот факт, что в ряде случаев осуществляется обработка слабонесущего или агрессивного грунта, а также производится частичная замена на менее агрессивный грунт или специальная засыпка. Такая обработка грунта приводит к изменению его физико-химических свойств, что в результате может оказать влияние на параметры токораспределения в системе электрохимической защиты подземных трубопроводов.

Проектирование ЭХЗ площадных объектов в соответствии с требованиями нормативно-технической документации. Такой подход характеризуется радом недостатков:

1) Не предоставлен выбор методов измерений указанных параметров, область их применения, не приведены рекомендации к использованию и точности приборов и средств измерений.

2) Отсутствуют рекомендации по оценке необходимости ВЭЗ, их выбора количества и определению оптимальной глубины зондирования.

3) Измерение УЭС грунта четырехэлектродным методом является трудоемким процессом, а на достоверность результатов измерений могут оказывать влияние различные факторы (расстояние между измерительными электродами, глубина расположения измерительных электродов и др.).

4) В действующих методиках отсутствуют рекомендации по отбору результатов для выполнения расчетных задач, связанных с оценкой электрических характеристик трубопроводов и параметров ЭХЗ.

В связи с вышеизложенным, для оценки степени влияния неоднородности грунтовых условий на параметры токораспределения в системе ЭХЗ и необходимости внедрения мероприятий по повышению эффективности защиты подземных трубопроводов разработана методика выбора соответствующих действий по установлению факта и оценке степени неоднородности грунтовых характеристик (рисунок 1) и введен новый критерий - коэффициент неоднородности грунтовых характеристик $K_н$ (рисунок 2).

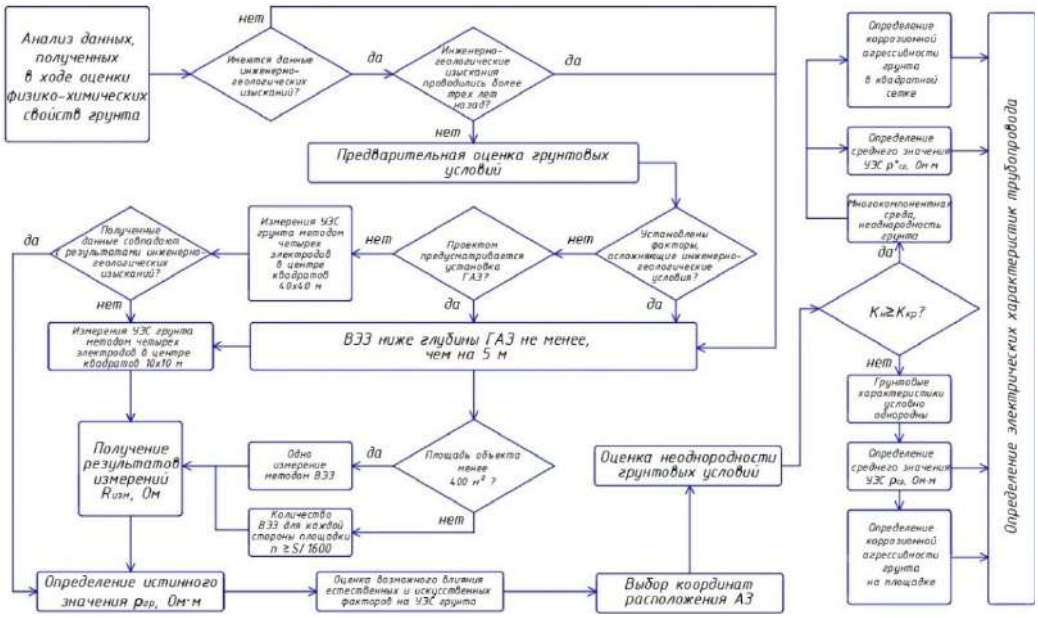


Рисунок 1 – Методика оценки неоднородности грунтовых условий

Данную методику условно можно разделить на три этапа мероприятий:

I. Анализ данных, полученных в ходе оценки физико-химических свойств грунта.

II. Проведение измерений и обработка полученных данных. В случае если объем имеющейся информации является недостаточным или не позволяет выполнить достоверную оценку степени неоднородности грунтовых характеристик по площади и по глубине, то рекомендуется проведение измерений УЭС грунта.

III. Оценка грунтовых условий. Для получения более достоверных данных об электропроводности грунта необходимо дополнительно учитывать воздействие естественных (температура, влажность, пористость) и искусственных (метод обработки, уплотнение) факторов на изменение величины УЭС грунта.

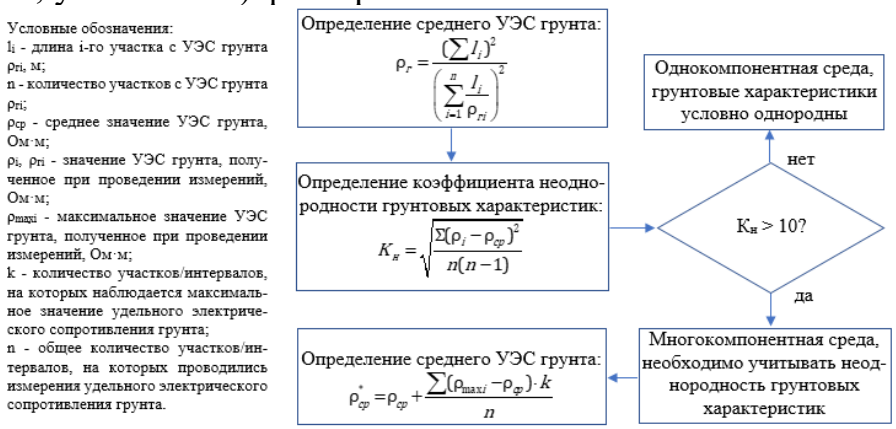


Рисунок 2 – Порядок расчета коэффициента неоднородности грунтов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Яворская Е.Е. Влияние методов технической мелиорации грунтов промышленных площадок на параметры токораспределения в условиях экранирования катодного тока // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе - 2020. - № 1(292). - С.45-53.

УДК 621.65.052

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНГИ УЗБЕКИСТАН

Е.Р. Сивкова, В.В. Савин, М.Ш. Турдиев
УГТУ, г. Ухта

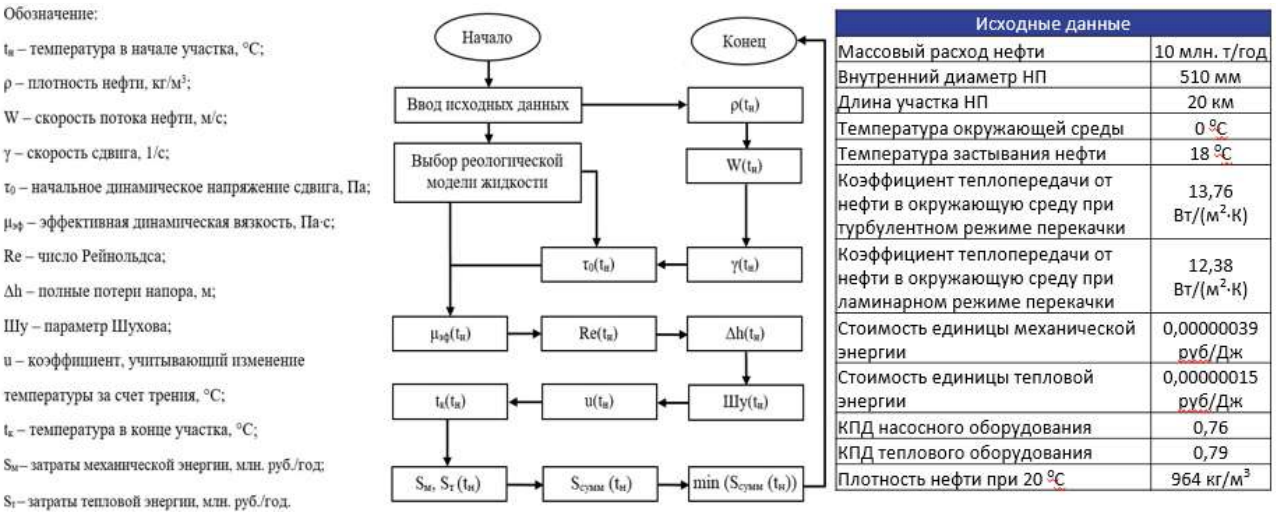
За последнее десятилетие мировое сообщество отмечает повсеместную тенденцию возрастания доли высоковязких битуминозных нефтей в общих объемах добычи. Этот вопрос актуален и для Узбекистана. Современные технологии в нефтяной промышленности свидетельствуют о том, что битуминозная нефть создаёт целый ряд проблем как на стадии её добычи, подготовки к транспортировке, так и при перекачке по трубопроводам до конечного потребителя, с чем и подтверждается актуальность исследования.

Добываемые в Узбекистане нефти в основном относятся к высокосмолистым и содержат множество веществ отрицательно влияющие на их транспортировку. Открытие месторождения высоковязких нефтей (ВВН) Янги Узбекистан в 2021 г. является частью стратегии Sanoat Energetika Guruhi по увеличению добычи нефти до 10 млн. т/год к 2030 г. В связи с этим целью данной работы является выбор технологии перекачки битуминозной малопарафинистой нефти месторождения Янги Узбекистан и определение ее оптимальных параметров с минимизацией эксплуатационных затрат предприятия трубопроводного транспорта.

В рамках данного исследования были проанализированы основные технологии перекачки высоковязких нефтей и их особенности. Для каждой технологии выявлены сильные и слабые стороны области применения. По результатам проведенного анализа наиболее рациональным выбором технологий были выбраны методы «горячей» перекачки и разбавление углеводородными разбавителями, но в связи с отсутствием информации о расположении поставщиков легких углеводоров наиболее подходящей из них для перекачки битуминозной нефти (БН) месторождения Янги Узбекистан по трубопроводам является именно «горячая» перекачка.

Для транспортировки высоковязкой нефти методом «горячей» перекачки на базе программы Excel был разработан математический аппарат и алгоритм расчета оптимальных параметров с учетом минимальных эксплуатационных затрат, основанный на РД-75.180.00-КТН-198-09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» (рисунок 1).

В качестве модели для расчетов был выбран участок напорного нефтепровода, предназначенный для перекачки высоковязкой нефти месторождения Янги Узбекистан от дожимной насосной станции до центрального пункта сбора нефти. По исходным данным модельного участка нефтепровода был проведен его теплогидравлический расчет и определены оптимальные параметры при «горячей перекачке» малопарафинистой нефти месторождения Янги Узбекистан с учетом минимальных эксплуатационных затратах предприятия (таблица 1).



Исходные данные	
Массовый расход нефти	10 млн. т/год
Внутренний диаметр НП	510 мм
Длина участка НП	20 км
Температура окружающей среды	0 °С
Температура застывания нефти	18 °С
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки	13,76 Вт/(м²·К)
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки	12,38 Вт/(м²·К)
Стоимость единицы механической энергии	0,00000039 руб/Дж
Стоимость единицы тепловой энергии	0,00000015 руб/Дж
КПД насосного оборудования	0,76
КПД теплового оборудования	0,79
Плотность нефти при 20 °С	964 кг/м³

Рисунок 1 - Алгоритм расчета оптимальных параметров «горячей» перекачки ВВН с учетом минимальных эксплуатационных затрат

Таблица 1 - Результаты расчета параметров для определения оптимальной температуры подогрева битуминозной нефти с минимизацией затрат

t, °С	ν, мм²/с	Re	ψ	i	$t_к$, °С	$C_ν$, Дж/(кг·°С)	ΔH, м	$S_м$, млн. руб/год	$S_т$, млн. руб/год	S, млн. руб/год
0	26540	31	0	0,5355	0	1705,01	10710,7	545,70	0	545,697
10	8739	94	0	0,1763	4,83	1739,26	3608,41	183,84	17,265	201,110
20	2857	288	0	0,0576	9,67	1773,52	1202,88	61,29	35,210	96,495
30	1122	732	0	0,0226	14,50	1807,77	481,59	24,54	53,835	78,372
35	763	1076	0	0,0154	16,92	1824,89	330,76	16,85	63,403	80,255
38	606	1356	0	0,0122	18,37	1835,17	263,99	13,45	69,225	82,675
40	519	1582	0	0,0105	19,34	1842,02	227,14	11,57	73,140	84,713
50	277	2962	0,734	0,0097	24,17	1876,27	192,20	9,79	93,125	102,918
60	148	5548	0,998	0,0095	29,01	1910,53	192,64	9,82	113,790	123,605

Примечание. Голубой цвет - область перекачки, где температура БН в конце участка НП меньше температуры застывания. Зеленый цвет - параметры перекачки, при которых ЭЗ минимальны и соблюдено условие «конечная температура в конце участка НП выше температуры застывания БН». Розовый цвет - турбулентный режим движения БН.

По результатам расчетов минимум затрат при перекачке ВВН месторождения Янги Узбекистан достигается при температуре подогрева 38 ˚С и составляет 82,675 млн. руб./год. При этом потери напора на трение составляют 263,99 м, а температура в конце участка равняется 18,37 ˚С.

Таким образом, применение «горячей» перекачки для модельного участка нефтепровода позволяет сократить эксплуатационные затраты с 545,697 млн. руб./год до 82,675 млн. руб./год, что позволяет сократить расходы почти в 7 раз по отношению к традиционной технологии транспортировки высоковязкой нефти без воздействия на реологические свойства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рахимов Б. Р., Тиллаев Ш. Ф. Анализ транспортировки вязких нефтей по трубопроводам // Научно-практический электронный журнал «Аллея Науки». - 2022. - №12 (75). - С. 65-77.

УДК 621.643.8

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОГО СКАНИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ ИЗ НЕФТЕПРОВОДА

М.Ю. Симонов, И.Ф. Дяченко
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

Одной из основных задач обеспечения безопасной работы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является контроль герметичности трубопровода [1,2]. Данный контроль осуществляется при помощи систем обнаружения утечек (СОУ), которые работают по различным методам [3-5]. Однако, у большинства из них существует проблема ложных срабатываний. Большое количество настроек и постоянное регулирование приводит на практике к множеству ложных срабатываний (больше, чем допускается по современным техническим требованиям). Каждое срабатывание СОУ должно быть проверено специальной наземной группой из числа мастеров ЛАЭС (линейной аварийно-эксплуатационной службы), что приводит, как правило, к дополнительной оплате их сверхурочного труда.

В данной работе предлагается использование метода импульсного сканирования в рамках комбинированного СОУ для уточнения фактического наличия утечки, а также ее координаты [5]. Рассмотрены верхние и нижние граничные условия импульса, которые характеризуются нарушением несущей способности трубопровода и режима безкавитационной перекачки.

Математическая модель, построенная для замены выходных данных с датчиков давления реального нефтепровода, позволяет оценить влияние величины шага разбиения на точность метода в зависимости от запуска импульса от начала или конца участка (рисунки 1, 2).

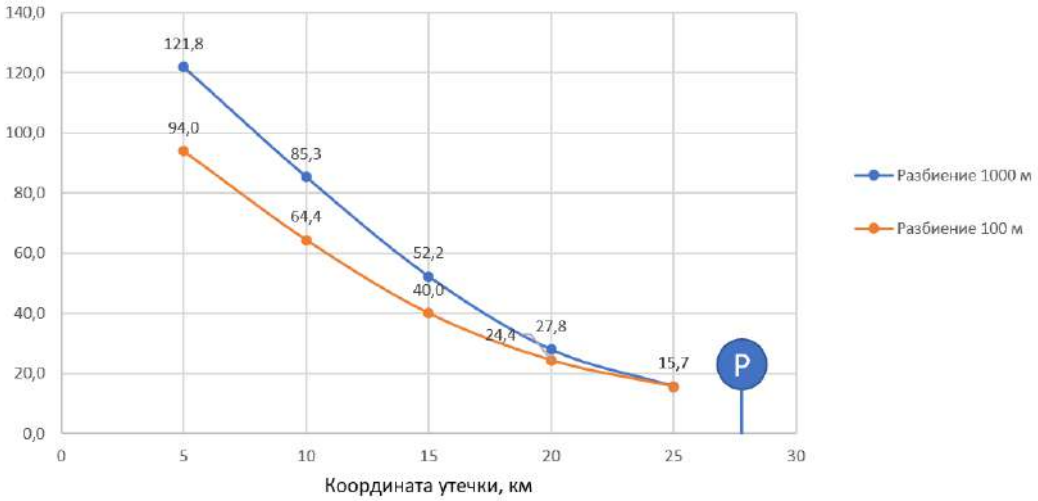


Рисунок 1 – Влияние расположения утечки на величину импульса в процентах от среднего давления на участке

Изменение разбиения позволяет уменьшить импульс давления в среднем до 15% от импульса при грубом разбиении в 1000 метров.

Помимо этого, в работе проводится сравнение эффективности двух способов задания импульса давления: от начала и конца участка, то есть рассматривается максимально возможный импульс и оценивается минимальная утечка, которую можно обнаружить при грубом разбиении в 1000 метров (рисунок 3).

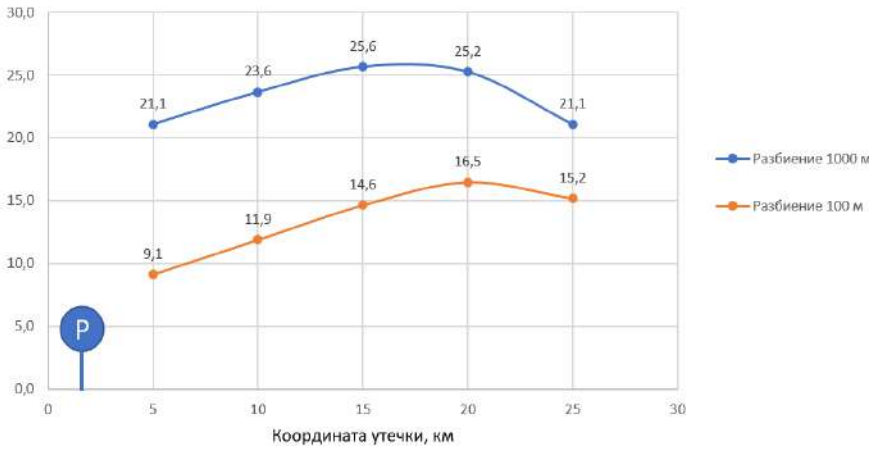


Рисунок 2 – Влияние расположения утечки на величину импульса в процентах от давления на конце участка

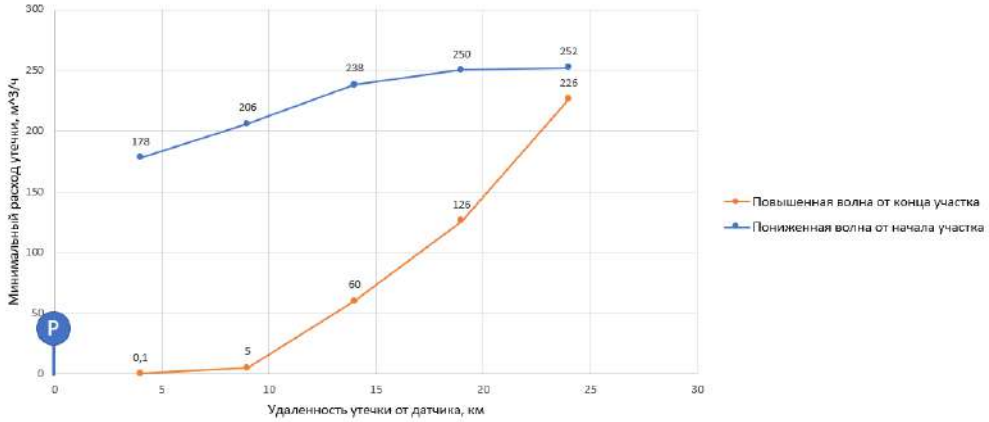


Рисунок 3 – Объем минимально возможной обнаруживаемой утечки

В рамках работы возможно сделать следующий вывод: метод отрицательной волны давления, хоть и более безопасен, сильно ограничен в применении, в сравнении с повышенной волной давления от конца участка. Однако все еще более эффективен при обнаружении в начале защищаемого участка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Китаев С. В., Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа / С. В. Китаев. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – 166 с.
2. Бараков В. В., Сравнительный анализ нестационарных процессов в нефтепродуктопроводе при резком и плавном открытии сечения при возникновении утечки или несанкционированной врезки / В. В. Бараков, И. С. Александров, Р. А. Шестаков // Технологии нефти и газа. – 2023. – № 2(145). – С. 59-64.
3. Сеоев Л.В., Интеллектуальный мониторинг утечек нефтепродуктов при эксплуатации магистральных и мобильных нефтепродуктотранспортных систем / Л. В. Сеоев, Д. И. Мельников, М. Ю. Земенкова [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 5-6(125-126). – С. 90-92.
4. Нехитрова Е. К., Перспективы развития систем обнаружения утечек / Е. К. Нехитрова, Р. А. Шестаков // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 1(77). – С. 13-15.
5. Зверев Ф. С., Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводов : специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зверев Федор Сергеевич. – Москва, 2010. – 173 с.

УДК 622.691.4

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Сунь Фачжань, Д.Н. Комаров
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

На текущий момент по магистральным газопроводам транспортируется основная часть природного газа, как экспортируемого, так и распределяемого внутри страны [1]. Основным способом прокладки МГ является подземный [2], что влечет за собой влияние окружающего грунта на него особенно в случаях его прокладки в районах с высокой вероятностью опасных геологических явлений таких как оползни (рисунок 1).



Рисунок 1 – Внешний вид оползня

Основными методами защиты магистральных трубопроводов от эрозии почвы являются водоотводные сооружения, поверхностные закрепления грунта и др. Защита склонов путем перехвата сточных вод заключается в перехвате стока воды в период дождей и таяния снега за счет траншеи и земляного вала с водоудерживающим экраном и неорганическим наполнителем. В результате перехвата траншеей поверхностного стока предотвращается рост вершины оврага, эрозионный смыв, отчуждение пашни, вынос плодородного слоя с поля [3].

Для обеспечения успешного проектирования необходимо проводить моделирование процессов взаимодействия защитных конструкций или укреплений

непосредственно с движущимися грунтами [4,5]. Так, например, для свайного крепления рекомендуется проводить расчет напряженно-деформированного состояния в расчетных программных комплексах, например, таких как «ANSYS» на основании исходных данных – диаметра трубопровода, толщине стенки, длине участка, характеристик стали, физических свойствах грунта.

Как было показано в работе [4] при рассмотрении 2 вариантов: с промежуточными опорами и без них. При установке промежуточной опоры максимальные перемещения составили 37,3 мм, что почти на 70 % меньше значения, полученного без установки промежуточной опоры. Максимальные значения напряжений составили 442,79 МПа, что соответствует уменьшению почти на 20 % и свидетельствует об эффективности использования промежуточных опор.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газоснабжение: Курс лекций / А.М. Короленок, В.А. Короленок, Д.Н. Комаров, Р.А. Шестаков. – М.: ООО "МАКС Пресс", 2019. 148 с.
2. Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко [и др.]. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. 117 с.
3. Оценка напряжённого состояния подземных трубопроводов с учетом грунтовых изменений в процессе эксплуатации / А.В. Фролов, Л.Т. Шуланбаева, М.Ф. Сунагатов, А.К. Гумеров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. № 1(79). С. 61-66.
4. Айткулов М.Т., Султанмагомедов Т.С., Глазков А.С. Новый метод по защите склонов от оползневых процессов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 6(114). С. 94-99.
5. Скапинцев А.Е., Потапов А.Д., Лаврусевич А.А. Инженерная защита трубопроводов от эрозионных процессов // Вестник МГСУ. 2013. № 7. С. 140-151.

УДК 621.644.029

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОХЛАЖДЕНИЯ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

А.Ю. Тарасов, Ю.А. Фролов
УГНТУ, г. Уфа

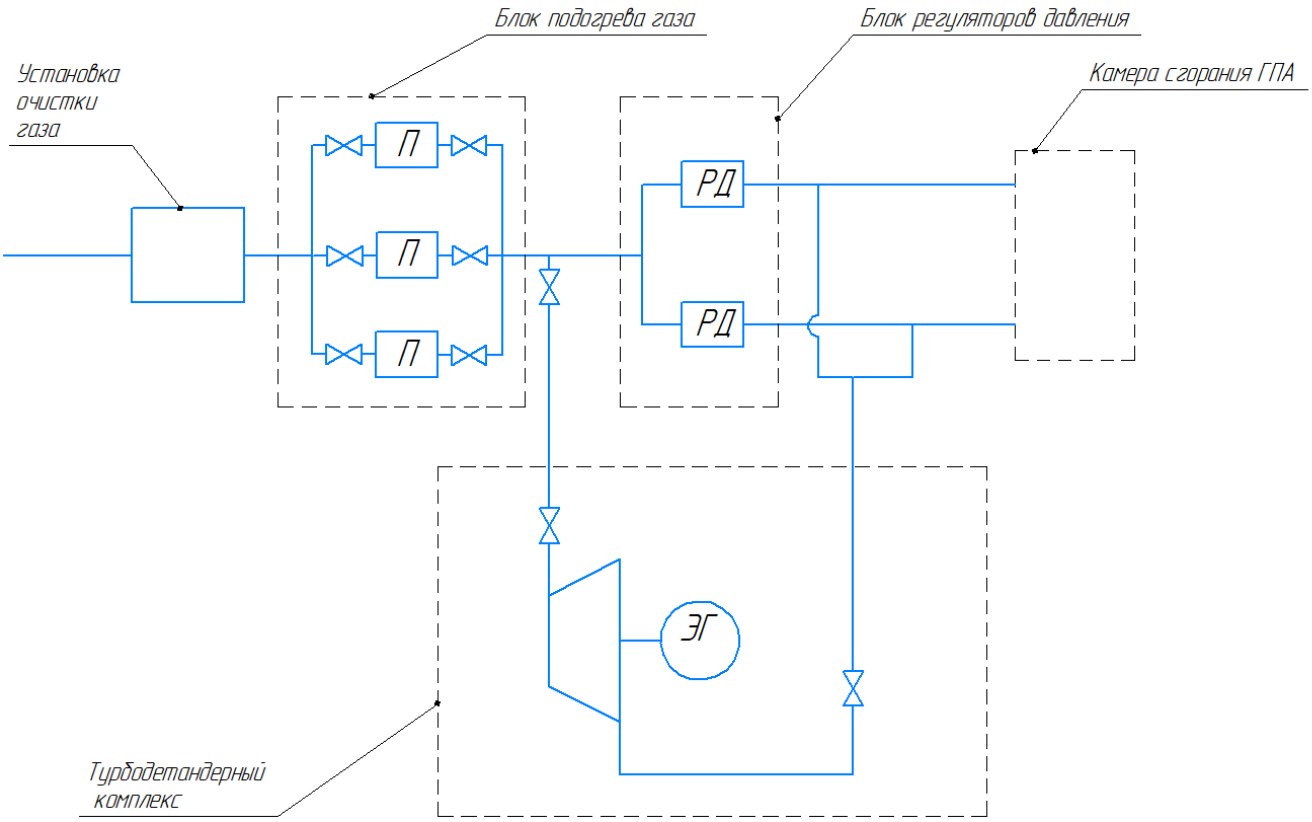
Современное общество сталкивается с постоянно растущим спросом на энергетические ресурсы, особенно на природный газ, который играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности. Одним из ключевых аспектов эффективного использования газа является его хранение в подземных хранилищах. Однако этот процесс сопряжен с вызовами в области охлаждения и энергосбережения, требующими инновационных решений.

В докладе рассмотрено применение инновационные подходы к охлаждению и энергосбережению в системах подземных хранилищ газа (ПХГ), имеют значительный потенциал для повышения эффективности и устойчивости системы. В частности применения завихрителей и волн в аппаратах воздушного охлаждения (АВО), а также внедрение детандер-генераторных агрегатов (ДГА), способствует оптимизации процессов, снижению энергопотребления и повышению общей производительности систем ПХГ.

В дополнение к указанным инновационным решениям в докладе рассмотрены особенности интеграции новых технологий в существующие системы. На рисунке 1 представлена схема подключения ЭТДА-2500 к агрегатам КС, которая иллюстрирует взаимодействие основных компонентов и показывает, каким образом современные решения могут быть интегрированы для достижения максимальной эффективности.

Особое внимание в этом контексте заслуживает применение ДГА.

Благодаря использованию данной схемы, удаётся обеспечить оптимальное использование энергии избыточного давления газа для производства электроэнергии и подогрева топливного газа перед подачей его в камеру сгорания генераторных агрегатов.



1 – установка очистки газа, 2 – блок отключающих устройств,
3 – турбодетандер, ЭГ –электрогенератор, РД – регулятор давления,
П – подогреватель газа

Рисунок 1 – Схема подключения ЭТДА-2500 к агрегатам КС

Эффективное охлаждение, оптимизация процессов и автоматизированные системы управления снижают затраты, обеспечивают устойчивую работу и влияют на продолжительность жизни оборудования. Благодаря рассмотренным инновационным решениям, можно достичь не только экономической выгоды, но и значительного уменьшения экологического воздействия на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис, Н.А. Основные направления ресурсо-энергосбережения при транспорте газа / Н.А. Гаррис, Н.А. Колоколова // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. Выпуск 1, 2009 - с.81 - 85.
2. Данилов, Н.И. Основы энергосбережения: учеб. - 2-е изд., доп. и перераб. / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков; под общ. ред. Н.И. Данилова. Екатеринбург: Изд. дом «Автограф», 2010. - 528 с.
3. Данилов О.Л. Использование вторичных энергетических ресурсов / О.Л. Данилов, В.А. Мунц. - Екатеренбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 154 с.
4. Леонтьев А.П., Беев Э.А., Расчет аппаратов воздушного охлаждения: учеб. пособие/ Леонтьев А.П., Беев Э.А – Тюмень: ТГНУ, 2000. - 74с.

УДК 622.692.4.053

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЕЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ

Р.Р. Ташбулатов, Б.Н. Мастобаев
УГНТУ, г. Уфа

При добыче нефти, проектировании новых нефтепроводов, а также выборе технологических режимов для ее перекачки по магистральных трубопроводам ключевым шагом является определение вязкости нефти, поскольку она сильно влияет на потери напора на трение, что в свою очередь, напрямую связано с энергозатратами. При ламинарном течении потери напора линейно зависят от вязкости, и при турбулентом режиме течении, по мере увеличения числа Рейнольдса, вклад вязкости в потери напора падает, заменяясь на влияние шероховатости стенки. При этом вязкость нефтей при различных условиях может отличаться на порядки: при одной той же температуре одна нефть может иметь вязкость 10 мм^2/с, другая 1000 мм^2/с, а также, если говорить о вязкости заданной нефти при температурах 0 и 50 °С, то ее значение может различаться в 100 и более раз.

Основополагающим вопросом в определении вязкости является ее зависимость от температуры. Известно, что данная зависимость близка к экспоненциальной, и ее можно описать распространенным уравнением Филонова-Рейнольдса. Таким образом, на практике задача сводится определению вязкости нефти при двух температурах, вычислению коэффициента крутизны визкограммы, а далее при помощи приведенной формулы можно рассчитать вязкость для любой другой температуре.

Но встает вопрос: при каких температурах лучше всего проводить измерения вязкости? Традиционной является пара температур 20-50 °С, но является ли она оптимальной для всех нефтей?

В пользу максимально широкого температурного диапазона существует «гипотеза», что таким образом снижается погрешности при определении вязкости внутри данного диапазона. Но, с другой стороны, при высоких температурах вязкости многих нефтей близки друг к другу, и, следовательно, точность расчетов падает.

На основе вышесказанного, целью следующего исследования является определение оптимальных температур для расчета вязкости согласно различным формулам, в том числе и вне диапазона исходных температур. Основной для расчетов будет являться база данных со свойствами нефтей, основанная на Справочниках нефтей СССР.

На рисунке ниже представлен расчет погрешности при определении вязкости вязкости с помощью формул Филонова-Рейнольдса, Вальтера, Фогеля-Фульчера-Таммана.



Рисунок 1 - Относительная погрешность при определении вязкости с помощью формул Филонова-Рейнольдса (А), Вальтера (Б), Фогеля-Фульчера-Таммана (В) при расчете внутри температурного диапазона

Проведенный анализ зависимости вязкости от температуры на основе Справочников нефти СССР показал, что использование уравнения Филонова-Рейнольдса для ее аппроксимации показывает высокую усредненную погрешность 13,8%, вычисленную для всех нефтей для различных пар температур. Установлено, что использование данной формулы нежелательно для расчета вязкости при температурах из диапазона 0…20°С.

При равных условиях формула Вальтера предпочтительнее формулы Филонова-Рейнольдса, поскольку имеет погрешность ниже, как при расчете при всех температурах (10,7% против 13,8%), так при расчете вязкости внутри диапазона 20-50 °С (8,8% против 13,5%).

Формула Фогеля-Фульчера-Таммана показывает наименьшую погрешность при расчете вязкости как вне температурного диапазона (6,2%), так и внутри диапазона 20-50°С (5,8%). При возможности измерения вязкости при температуре 70°С рекомендуется использовать тройку температур 30-50-70°С, что дает усредненную погрешность для всех нефтей 6,2%, в противном случае рекомендуется использовать температуры 10-30-50°С, чему соответствует погрешность 7,7%.

Работа выполнена в рамках программы научно-исследовательских работ стипендиата президента Российской Федерации с регистрационным номером СП-5254.2022.1.

УДК 622.692.4.053

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО СМЕШЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПАРТИЙ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПЕРЕКАЧКИ

Р.Р. Ташбулатов, Н.А. Атрощенко, А.В. Токаренко
УГНТУ, г. Уфа

Добыча и последующий транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей – трудоемкий и технологически сложный процесс. Необходимость обращения к трудноизвлекаемым залежам в большой степени зависит от конъектуры мирового рынка и цен на различные виды топлива. В кратко- и среднесрочной перспективе цена на нефть оправдывает добычу и транспортировку тяжелых нефтей, что отражено в прогнозе Министерства Энергетики РФ [1].

Одним из способов повышения энергетической эффективности процессов трубопроводного транспорта является последовательная перекачка нефтей различного состава. В [2] показано, что решение задачи оптимальной перекачки партий с различающейся вязкостью сводится к выбору либо их перекачки в единой смеси, либо отдельными чистыми партиями в зависимости от разработанного авторами критерия.

В рамках настоящих исследований предлагается из нефти извлекать отдельно высоковязкие компоненты и транспортировать полученные две части или партии последовательно. За счет большой доли маловязкой нефти предполагается, что снижение энергозатрат на перекачку восполнит ресурсы, потраченные на разделение партий.

На сегодняшний день извлечение парафинов из нефти проводится одним из трех способов:

1. Карбамидная депарафинизация;
2. Адсорбция с применением молекулярных сит;
3. Каталитическая гидродепарафинизация.

Метод карбамидной депарафинизации заключается в введении в нефть диамида угольной кислоты $(NH_2)_2CO$, которые впитывают в себя парафиновые фракции. Получившееся соединение выпадает в осадок и затем извлекается. Ключевым недостатком описанного метода является низкая селективность процесса. Вместе с парафинами так же выделяются и низкомолекулярные н-алканы. Кроме того, методика применения карбомида неэффективна для нефтей с высоким содержанием смол и меркаптанов, поскольку данные соединения являются ингибиторам процесса соединения с диамидом.

Применение молекулярных сит (цеолитов) решает описанные выше проблемы. Это самый селективный метод выделения, поскольку правильно подобранный состав сит позволяет поглощать необходимые фракции. Недостатками метода является высокий расход компонентов и необходимость их использования в большом объеме. Таким образом, необходимо решать задачу поставок цеолита на нефтеперекачивающую станцию, что не всегда является возможным.

Технология каталической гидродепарафинизации является самой молодой на данный момент. В процессе гидродепарафинизации осуществляется не

столько извлечение парафинов из нефти, сколько химическое преобразование в углеводороды разветвленного строения или более короткоцепочечные. Описанный процесс технологически сложен, и требует специального оборудования и катализаторов. Если два других метода можно осуществлять в уже имеющейся лаборатории, то для применения методики гидродепарафинизации потребуется сооружение на нефтеперекачивающей станции отдельного модуля депарафинизации.

Таким образом, для подготовки оптимальных партий последовательной перекачки нефти можно пользоваться одним из трех описанных выше методов депарафинизации. Применение того или иного метода зависит от состава нефтей, близости нефтеперекачивающей станции к населенным пунктам, технологического оснащения и требует дальнейшего исследования для оценки экономической целесообразности.

Работа выполнена в рамках программы научно-исследовательских работ стипендиата президента Российской Федерации с регистрационным номером СП-5254.2022.1.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года / Министерство энергетики Российской Федерации, 2016

2. Методология формирования товарных партий разнотипных нефтей и их смесей для последовательной перекачки по технологическому участку магистрального нефтепровода / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов, А. В. Токаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 98-103.

УДК 62-1/-9

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТНОГО ФУТЛЯРА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

М.В. Терентьева, Е.В. Семиткина, П.С. Антропов
УГТУ, г. Ухта

Система трубопроводных магистралей встречает на своем пути различные препятствия, одними из наиболее критичных с точки зрения безопасной эксплуатации, являются переходы через автомобильные и железные дороги, относящиеся к участкам высшей, первой и второй категории [1].

Высокие эксплуатационные требования к переходам основаны на аварийном опыте эксплуатации данных объектов, когда из-за утечки углеводородов на трубопроводе происходили взрывы и возгорания в момент движения транспорта, впоследствии которых погибли люди. К тому же, переходы представляют наибольшую опасность с точки зрения экологии, они являются участками с высоким уровнем напряженно – деформированного состояния трубы и, трудно ремонтируемые [2].

Как показывают статистические данные, традиционное устройство футляров переходов из металлических труб не обеспечивают требуемый срок службы и требуют вспомогательных способов защиты от агрессивных свойств грунтов и блуждающих токов [3].

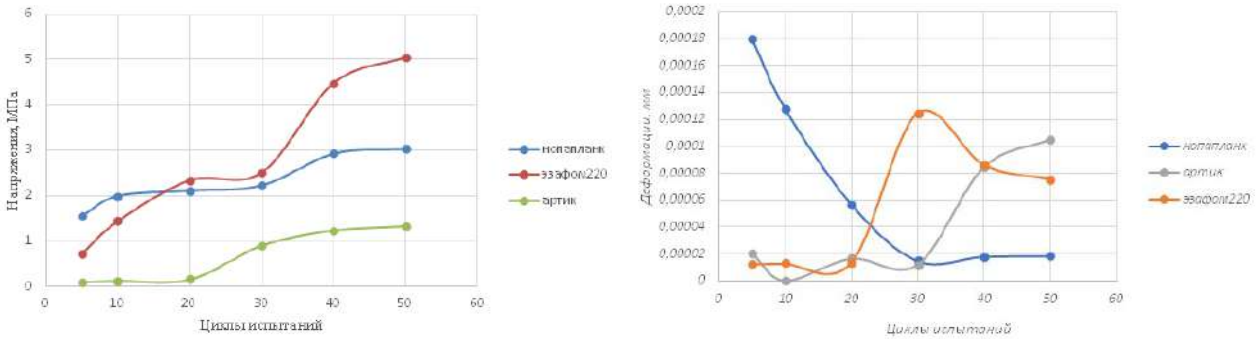
Однако, в процессе работы зачастую методы защиты трубопроводов в футлярах в борьбе с коррозией недостаточно эффективные. С течением ряда лет возникает негерметичность футляра из-за износа устройств манжеты (90% случаев), либо некачественного монтажа футляра. Таким образом, происходит доступ воды и кислорода, и несмотря на систему электрохимзащиты, образовавшаяся негерметичность между футляром и рабочим трубопроводом приводит сначала к коррозии внутренней поверхности футляра, а затем внешней поверхности стенки самого трубопровода.

Исходя из анализа современных технических и заявленных решений в области конструктивного исполнения футляра повышенной надежности, стоит выделит конструкцию «труба-футляр» с пластической средой в межтрубном пространстве, путем его заполнения композитными материалами ориентированной структуры. Несмотря на наличие этого решения, отсутствуют детальные исследования подбора пластического материала, способного предотвратить разгерметизацию и коррозионное разрушение системы «труба-футляр».

В данной работе проведено моделирование в ПК ANSYS напряженно-деформированного состояния кожуха подземного перехода под автодорогой с применением конструкции «труба-футляр» с пластической средой в межтрубном пространстве. Для сравнительной оценки и выбора материала в качестве компенсатора в межтрубном пространстве рассмотрены: нанопланк, эзафом220, артик. Обоснованием выбора данных материалов служат их физико-химические свойства, а именно стойкость к коррозии и водопоглащение.

Численное моделирование показало распределение интенсивности напряжений по деформированной модели трубопровода при расширении льда в межтрубном

пространстве с наличием компенсационных материалов и без них при многократном количестве циклов оттаивания-замораживания.



а) распределение напряжений б) распределение деформаций

Рисунок 1 – Результаты численного моделирования распределений НДС в кожухе и трубе по числу циклов

Также в работе было проведено исследование работоспособности выбранных материалов при имитации повреждения участка трубопровода, которое показало, что при существенном повреждении кожуха и попадании грунтовой воды в трубопровод, в течении 2-х лет нужно провести ремонтные работы и восстановить проектное состояние.

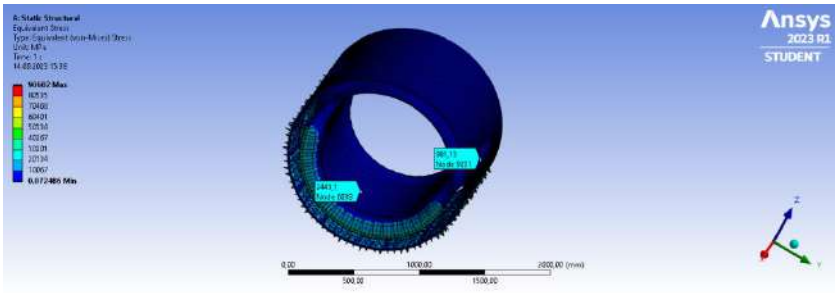


Рисунок 2 – Распределение напряжений в системе «футляр-компенсатор-труба»

При штатной работе компенсаторы будут полностью выполнять свои функции, причем те, у которых меньше водопоглощение с циклами будут обладать большим ресурсом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы») Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс]: Федеральное агентство по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой) от 25 декабря 2012 г. N 108/ГС - 52 с.
2. Вопросы надежности переходов через дороги / М. З. Асадуллин, Ф. М. Аминев, Р. Р. Усманов [и др.] // Диагностика–2001: материалы II Международной деловой встречи (Тунис, апрель 2001 г.). Т. 2, ч.1. – Москва: ИРЦ «Газпром», 2001. – С. 44–49.
3. Повышение безопасности подземных газопроводов в защитных футлярах. Федоров Ю.Ю., Буренина О.Н., Васильев С.В., Ксенофонтов П.В. // Газовая промышленность. 2019. № 7. С. 88-92.
4. Система перехода магистрального трубопровода через дорогу и способ ее изготовления// Патент России №2 426 930. 2010/ Власов С.В., Егурцов С.А, Алявдин Г.И.

УДК 66.042.945

МЕТОДИКА АНАЛИЗА РЕТРОСПЕКТИВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

В.А. Ткаченко
РГУНГ, г. Москва; Служба УТСЦ ГТС
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», г. Ставрополь

Необходимость в оценке параметров коррозионных дефектов по результатам внутритрубной диагностики разных годов обосновывается важностью проведения мониторинга технического состояния для предотвращения аварийных ситуаций.

Показатель технического состояния, определяемый на основании [1], указывает на срок проведения следующего ВТД и необходимость проведения ремонтов на участке газотранспортной сети. Однако изменение данного показателя в сторону повышения значения может свидетельствовать о наличии коррозионных процессов, скорость протекания которых характеризует общий уровень защищенности при эксплуатации линейной части. Поэтому для безопасной эксплуатации газотранспортной системы необходимо прогнозирование развития коррозионных дефектов и оценка их параметров.

Скорость роста локальных коррозионных дефектов определяется анализом измеренной глубины и расчетом на основании нормативных документов или сравнением параметров дефектов, полученных путем проведения внутритрубной дефектоскопии разных лет, что может быть использовано:

- при определении перспективных показателей допустимого давления для дефектов коррозионной природы;
- в расчетах для определения объемов замены труб в рамках предремонтного обследования для газопроводов, планируемых к выводу в капитальный ремонт.

Однако существует сложность в сопоставлении результатов внутритрубной диагностики различных годов:

- зачастую участки газопроводов не оснащены стационарными камерами приема/запуска устройств. В таком случае предусматривается установка временных камер. Это осложняет сопоставление значений по одометру по причине того, что точка начала диагностики будет отличаться;
- разные подрядчики, выполняющие внутритрубную дефектоскопию, предоставляют данные в различных формах, что так же не позволяет автоматически наложить полученные результаты.
- количество труб может отличаться в отчетах ВТД разных лет, а также после произведенных ремонтов методом «Замена трубы».

В данной работе была проведена аналитическая оценка параметров дефектов, полученных по результатам проведенных ВТД за 2017 м 2022 годы на участке магистрального газопровода «Новопсков-Аксай-Моздок» 127 – 0 км (рисунок 1), включающая:

– сопоставление результатов проведенных ВТД посредством нахождения маркерных точек и определение новой точки отсчета;
– определение наиболее показательных участков трубопровода с точки зрения точности сопоставления параметров дефектов;
– ретроспективу параметров дефектов.



Рисунок 1 – Труба № 5373 ВТД 2017 года и труба № 5370 ВТД 2022 года магистрального газопровода «Новопсков-Аксай-Моздок» 127 – 0 км

Скорость коррозионных процессов по глубинному показателю согласно [2] определяется соотношением

$$V_{\text{кор}} = \frac{\delta}{T},$$

где $\delta = \delta_{\text{ВТД2022}} - \delta_{\text{ВТД2010}}$ – глубина коррозии (мм);
T – период времени, $T = 2022 - 2017 = 5$ лет.

Среднее значение скорости коррозии составляет $0{,}215$ мм/год, что соответствует участкам повышенной коррозионной опасностью [2].

Данный метод дает возможность сравнивать результаты внутритрубной диагностики участков трубопроводов, проведенной в разные годы, а также позволяет скорректировать значение скорости развития коррозии на участках трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.3-292-2009 Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции
2. СТО Газпром 9.0-001-2009 Защита от коррозии. Основные положения
3. СТО Газпром 9.0-002-2019 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования

УДК 622.692.482

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ И ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ WAVELET-ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Р.Р. Уликанов[1], Т.А. Ижбулдин[2]
[1] ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, [2] УГНТУ, г. Уфа

Применяемые системы обнаружения утечек (СОУ) на магистральных трубопроводах минимизируют экологические и экономические риски. Существующие методы обнаружения сталкиваются с ограничениями, требующими инновационных подходов к их оптимизации.

В настоящее время СОУ на магистральных трубопроводах анализируют данные полученные с преобразователей давления (ПД). Данные от ПД постоянно поступают на контроллер в виде аналогового сигнала (ток 4-20мА), контроллер с заданной в программном обеспечении частотой снимает показания с ПД в диапазоне от 1-100Гц. Частота опроса ПД обусловлена возможностями контроллера, а также пропускной способностью канала связи между ПД и сервером. Чем ниже частота опроса ПД, тем ниже чувствительность СОУ и выше погрешность определения местоположения утечки жидкости, в связи с чем поиск решений позволяющих на существующей элементной базе увеличить чувствительность СОУ является актуальной производственной задачей.

В работе предложена идея по передачи информации с ПД предварительно обработанной в контроллере wavelet-преобразованием. Данный подход позволяет решить вопрос повышения точности и чувствительности СОУ, без увеличения пропускной способности канала связи, за счет: увеличения количества ПД, увеличения частоты опроса имеющихся ПД, либо снизить стоимость проектируемой СОУ за счет применения канала связи с меньшей пропускной способностью.

Согласно критериям [1-2], работы и эксперименты велись над вейвлетами дискретного преобразования, так как именно вейвлеты дискретного анализа используются для шумоподавления, сжатия и мультирезолюционного анализа. Опытным путем, в качестве самого подходящего вейвлета, выбран вейвлет Добеши 2-го порядка.

Для демонстрации возможностей предложенного способа передачи информации был взят искусственно сгенерированный сигнал, состоящий из 59962 значений 1000Гц (рисунок 1), далее данный сигнал был обработан фильтрами частотой 10Гц и частотой в 100Гц который был преобразован с помощью wavelet-преобразования. Результаты сравнения полученных данных приведены в таблице 1.

Анализируя полученные данные можно сделать вывод, что сигнал с частотой опроса 100 Гц подвергнутый восстановлению после wavelet-преобразования с 3 кратным уровнем декомпозиции коррелирует с исходным сигналом лучше, чем стандартный сигнал (10 Гц), при этом размер занимаемой памяти в 1.56 раза меньше стандартного сигнала (10 Гц). Кроме того, если сохранить уровень корреляции как для 10Гц сигнала, то можно еще сжать передаваемые данные, за счет

применения 7 кратного уровня декомпозиции при этом размер занимаемой памяти будет в 19 раз меньше стандартного 10 Гц сигнала.

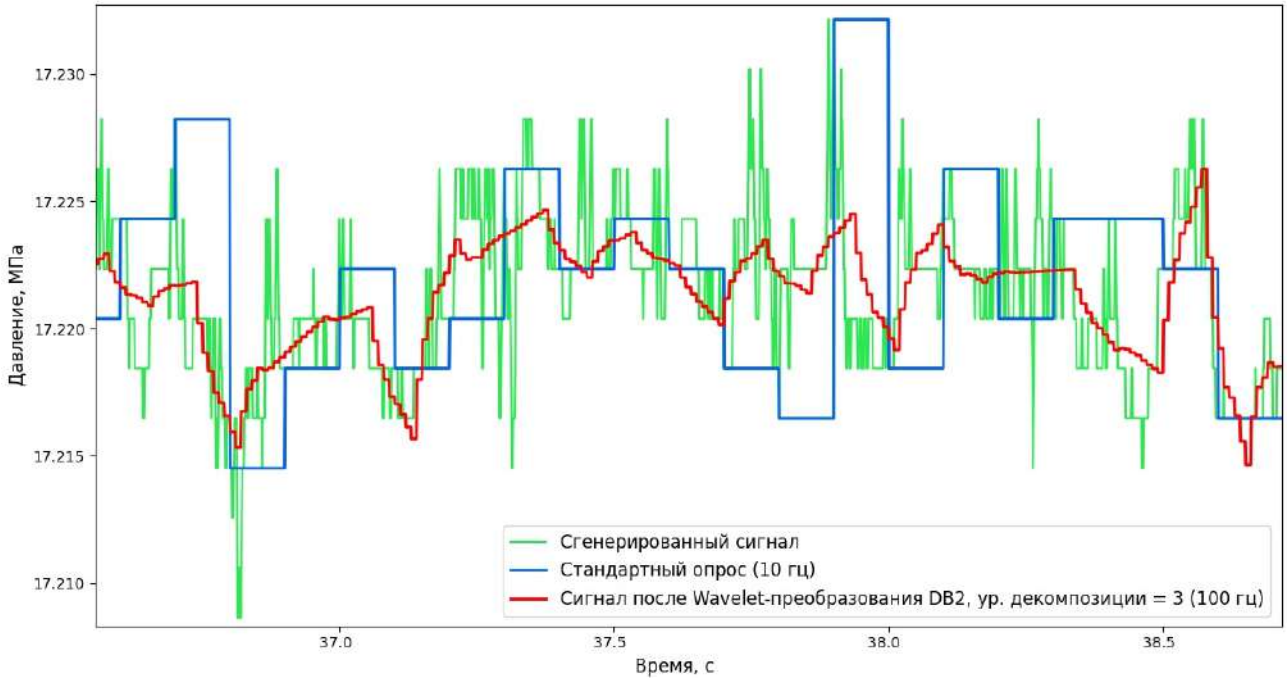


Рисунок 1 – Сравнение полученных сигналов

Таблица 1 – Результаты сравнения сигналов

Тип передаваемого сигнала	Размер передаваемой информации, байт	Коэффициент корреляции Спирмена
Исходный сигнал (1000 Гц)	479856	1
Стандартный сигнал (10 Гц)	9600	0,9608
Стандартный сигнал (100 Гц)	95953	0,9848
Сигнал после wavelet-преобразования DB2, уровень декомпозиции = 3 (100 Гц)	6128	0,9835
Сигнал после wavelet-преобразования DB2, уровень декомпозиции = 7 (100 Гц)	504	0,9641

Таким образом использование вейвлет-преобразований представляет инновационный способ повышения чувствительности и точности СОУ, применяемых в магистральном трубопроводном транспорте с сохранением имеющейся элементной базы СОУ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дьяконов В.П. Вейвлеты. От теории к практике / В.П. Дьяконов – М.: СОЛОН-Пресс, 2017. – 399 с.
2. Документация MATLAB. Выбор вейвлета [Электронный ресурс] URL:https://docs.exponenta.ru/R2021a_nmtnew/wavelet/gs/choose-a-wavelet.html (дата обращения 20.06.23)

УДК 628.144.22

РЕМОНТ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ю.Г. Унжакова, И.А. Алефиров
УГТУ, г. Ухта

Подводным переходам уделяется особое внимание при обеспечении требований экологической безопасности и повышения надежности трубопроводов, так как они являются наиболее опасными объектами магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа.

Среднестатистическая частота аварий на морских подводных трубопроводах составляет 0,3–0,4 аварий/год на 1000 км. По данным Ростехнадзор (Росатомнадзор) за последние 20 лет из общего числа возникших аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах 11% приходится на подводные переходы.

Основными причинами аварий (рисунок 1) являются коррозия металла труб (50 %), механические повреждения в результате воздействия якорей, траловых досок, вспомогательных судов и строительных барж (20 %), повреждения, вызванные штормами, размывами дна (12 %) [1].



Рисунок 1 – Среднестатистическая частота аварий на морских подводных трубопроводах

Согласно правилам эксплуатации магистрального трубопровода основными способами поддержания его работоспособного состояния при заданных параметрах надежности являются техническое обслуживание и ремонт. Способ ремонта дефектного участка подводного перехода магистрального трубопровода выбирается в зависимости от вида и месторасположения дефекта, ширины и глубины пересекаемой водной преграды, закрытости или открытости воды (наличие и толщина льда), наличия резервной нитки и других условий.

Наиболее известными применяемыми способами ремонта подводного перехода являются:

1. Прокладка новой нитки подводного перехода.
2. Метод «труба в трубе».

3. Установка МРС (муфты ремонтной самогерметизирующейся) водолазами без герметизирующей камеры.
4. Ремонт ППМТ в кессоне.

Рассмотрим достоинства и недостатки применяемых методов.

Таблица 1 – Преимущества и недостатки методов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов

№	Метод	Преимущества	Недостатки
1	Прокладка новой нитки подводного перехода	Устранение всевозможных дефектов, надежная и продолжительная дальнейшая эксплуатация	Требует крупных материальных и временных затрат. Экономически невыгоден.
2	«Труба в трубе»	Быстрый и дешевый метод. Наименьший ущерб для окружающей среды.	Вследствие уменьшения диаметра трубопровода, появляются потери. Не учитывается состояние внешнего изоляционного покрытия при данном виде ремонта.
3	Ремонт подводных переходов водолазами при помощи сварки	Меньшая трудоемкость, чем у сварки в кессоне. Невысокая стоимость. Быстрота выполнения работ.	Видимость зависит от мутности водоема. Считается временной мерой. Повышенная склонность к дефектам.
4	Ремонт подводных переходов в кессоне	Наиболее эффективный метод. Более качественное проведение ремонтных работ за счёт отсутствия водной среды. Высокая надежность сварного соединения.	Большие временные и материальные затраты
5	Установка муфт с заполнением зазора между муфтой и трубой	Диаметр трубы остается неизменным.	Муфты не могут быть использованы для ремонта сквозных коррозионных повреждений, для ремонта дефектов сварных соединений и трещиноподобных дефектов.

Надежность магистральных трубопроводов при длительной эксплуатации напрямую зависит от качества проводимых работ по восстановлению несущей способности, непосредственное влияние на которое оказывает соответствие выбранной схемы ремонта условиям пролегания и характеру повреждений дефектного участка. Для грамотного выбора методов ремонта подводного перехода необходимо учитывать их особенности и возможности применения, рассмотренные в данной работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самусева Е.А. Анализ опасности морских трубопроводов для количественной оценки риска аварий. – М.: ЗАО «НТЦ Исследований промышленной безопасности», 2011.

УДК 673.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ КОНДЕНСАТА В КОЛОННЕ ШАРОВОГО КРАНА ПОДЗЕМНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Э.Ф. Усманов, Ю.А. Фролов
УГНТУ, г. Уфа

Отказы в работе трубопроводной арматуры на линейной части магистральных газопроводов является актуальной проблемой, которая может привести к нарушению режима транспорта газа, авариям и значительным экологическим последствиям.

Согласно описанию к патенту на изобретение Кирьянова В.А.: «При наличии в колонне конденсата и влаги не исключена возможность последующей блокировки удлинителя шпинделя затвора вследствие появления коррозии элементов крана или замерзания жидкости при отрицательных температурах наружного воздуха» [1]. Данная проблема проиллюстрирована на рисунке 1-2.



Рисунок 1 – Образование коррозии на фланце шарового крана вследствие накопленной жидкости в колонне



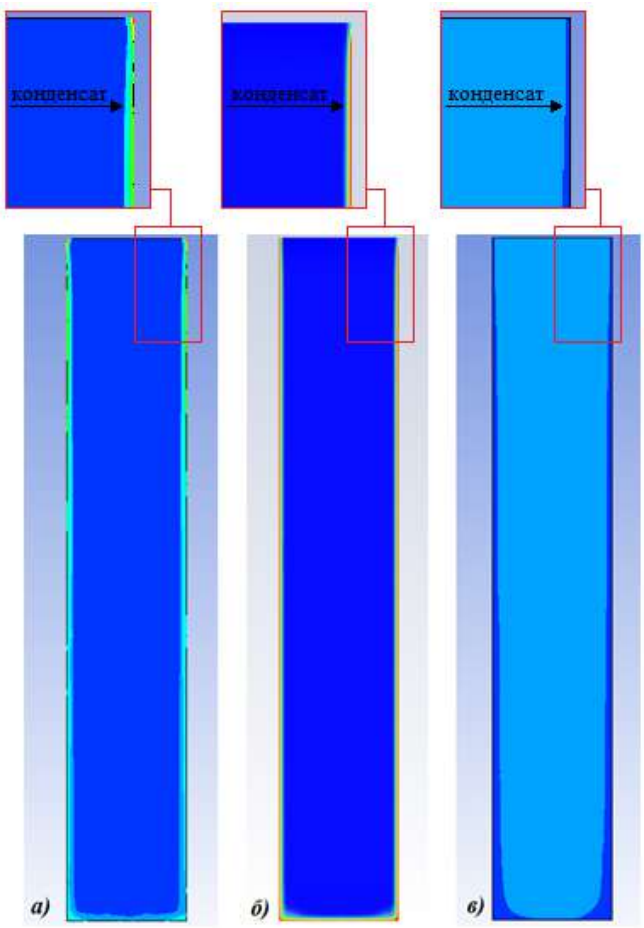
Рисунок 2 – Выдавливание штока шарового крана вследствие обледенения накопленной жидкости в колонне

Одной из возможных причин образования конденсата и влаги в колонне шарового крана является «конденсация водяных паров при суточных и сезонных температурных перепадах» [2]. Однако данная тема должным образом не исследована.

В связи с чем, в программном комплексе Ansys Fluent смоделирована конденсация водяных паров из состава атмосферного воздуха на вертикальной стенке колонны шарового крана с использованием:

– модели Wet Steam;
– модели Volume of fluid (VOF);
– модели Mixture.

Результаты моделирования представлены на рисунке 3.



а – модель Wet Steam, б – модель Volume of fluid (VOF),
в – модель Mixture

Рисунок 3 – Результаты моделирования конденсации водяных паров на вертикальной стенке колонны шарового крана в Ansys Fluent

Таким образом, доказано, что при условии наличия температурных перепадов возникает конденсация водяных паров в колонне шарового крана подземного исполнения. Наиболее точной моделью иллюстрации данного явления является Wet Steam.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2745818 Российская Федерация, МПК F04F 5/24, МПК F16K 24/02. Кран шаровой / В.А. Кирьянов; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром трансгаз Ухта». – № 2020128238; заявл. 25.08.2020; опубл. 01.04.2021, Бюл. № 10.
2. Кирьянов, В.А. Повышение надежности при эксплуатации шаровых кранов подземной установки / В.А. Кирьянов // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов. X Молодежная международная научно-практическая конференция, п. Развилка, 24–26 мая 2022 года. – п. Развилка: ООО «Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2022. – С. 48.

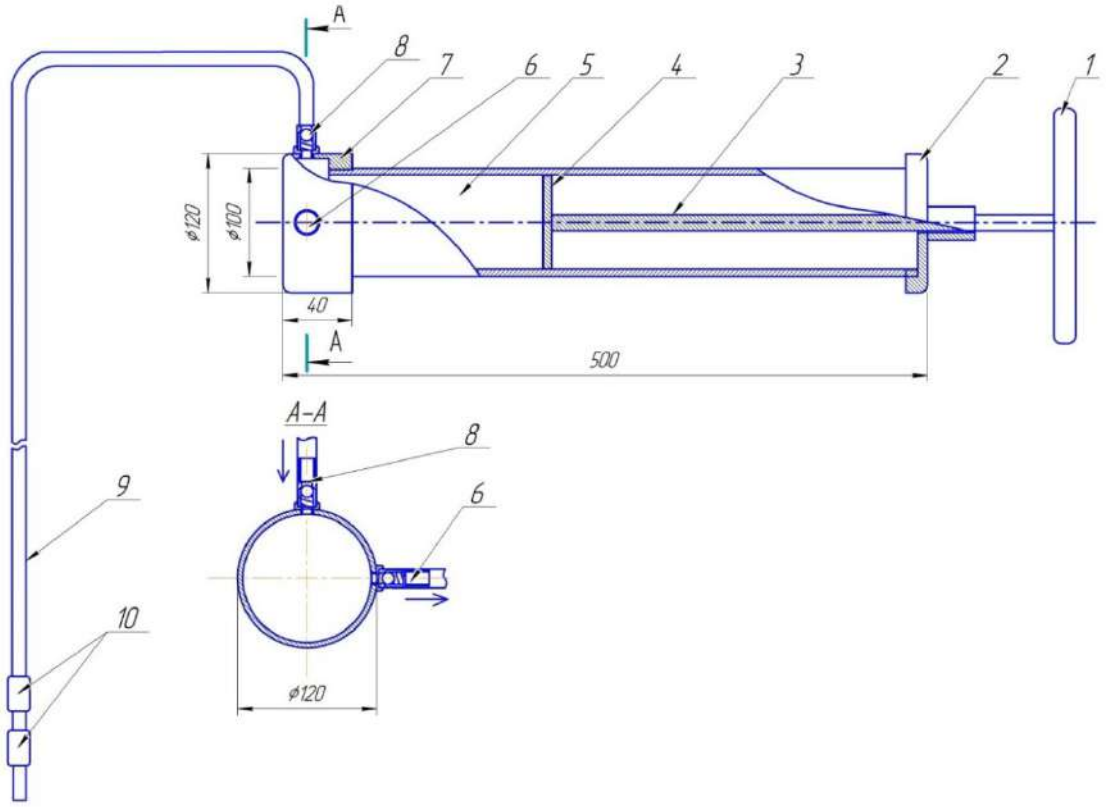
УДК 673.6

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ШАРОВОГО КРАНА ПОДЗЕМНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Э.Ф. Усманов
УГНТУ, г. Уфа

Своевременное удаление накопленной жидкости с колонны шарового крана подземного исполнения, образовавшейся из-за «не герметичности фланцевого соединения колонны с корпусом крана, а также при переходных режимах погодных условий» является актуальной проблемой [1].

Для устранения данной проблемы предлагается техническое решение, представленное на рисунке 1.



1 – рукоятка, 2 – верхняя крышка, 3 – шток, 4 – поршень, 5 – камера,
6 – выпускной штуцер с обратным клапаном, 7 – нижняя крышка,
8 – впускной штуцер с обратным клапаном, 9 – гибкий шланг,
10 – утяжелитель

Рисунок 1 – Приспособление для удаления накопленной жидкости с колонны шарового крана подземного исполнения

Принцип работы данного приспособления заключается в следующем:

Гибкий шланг 9, соединенный с впускным штуцером с обратным клапаном 8 и имеющим на свободном конце утяжелитель 10, отпускается через вентиляционное отверстие в колонне шарового крана до нижнего фланцевого соединения колонны с корпусом крана.

При воздействии на рукоятку 1 движение через шток 3 передается поршню 4. При подъеме поршня от нижней крышки 7 к верхней крышке 2 создается разряжение под поршнем, что приводит к всасыванию накопленной жидкости из колонны шарового крана подземного исполнения в камеру 5. При опускании поршня, под воздействием давления, жидкость с камеры 5 выдавливается наружу.

Возможна установка сливного шланга через выпускной штуцер с обратным клапаном 6.

Изготовленный опытный образец успешно прошел испытания при проведении работ по техническому обслуживанию трубопроводной арматуры. Результат испытания представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Фрагмент удаления накопленной жидкости из колонны шарового крана

Таким образом, предлагаемое техническое решение позволяет осуществить полноценное удаление накопленной жидкости из колонны шарового крана подземного исполнения, требуя при этом минимальные затраты на производство и обладая простотой реализации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кирьянов, В.А. Повышение надежности при эксплуатации шаровых кранов подземной установки / В.А. Кирьянов // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов. X Молодежная международная научно-практическая конференция, п. Развилка, 24–26 мая 2022 года. – п. Развилка: ООО «Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2022. – С. 48.

УДК 622.692.4

МЕТОДЫ СТАБИЛИЗАЦИИ СКОРОСТИ ВНУТРИТРУБНОГО СНАРЯДА, ОБОРУДОВАННОГО БАЙПАСНЫМ КАНАЛОМ

Т.А. Фарвазов, А.М. Нечваль
УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день, для стабилизации и регулирования скорости движения внутритрубного снаряда в трубопроводах используются байпасные приспособления. Последние представляют собой устройства, состоящие из подвижных заслонок, установленных на неподвижном пилоне, вспомогательных элементов, обеспечивающих движение заслонок и формирование газового потока в области заслонок, электронных модулей, делающими запись лопастного положения, дифференциального давления, температуры, X,Y,Z – ориентации и других данных [1].

В трубопроводах, транспортирующих трехфазный поток (газ, нефть, вода) при проведении операций по очистке или внутритрубной инспекции оборудованием без байпасного приспособления, наблюдается тенденция аккумуляции газовой фракции позади и/или водной фракции перед ним, что приводит либо к механическому удару поршня о затвор камеры приема, либо к чрезмерной нагрузке на сепараторное оборудование. Применение байпасного канала или приспособления снижает количество накопленной газовой и/или водной фракции, но не исключает её [2].

В газопроводах (с высокими скоростями газа) применение байпасного механизма снижает скорость снаряда до эффективных значений для очистки/внутритрубной диагностики, но при прохождении им локальных мест сужений (вмятины, гофры, выступающие элементы и т.д.) наблюдается замедление снаряда, с последующим кратковременным ускорением и превышение им эффективной скорости для очистки или сбора диагностических данных [3].

В связи с этими обстоятельствами особо важной задачей является контроль скорости движения внутритрубных снарядов, что позволит получить более точные диагностические данные в газопроводах и снизить тенденцию аккумуляции газовой/водной фракции в трубопроводах, транспортирующих многофазные среды.

В докладе рассмотрены современные методы и технологии контроля скорости движения внутритрубных снарядов при проведении процедур очистки и диагностики. В программном комплексе инженерных расчетов «Ansys LS-DYNA» было проведено моделирование прохождения внутритрубным снарядом локальных мест сужений (рисунок 1). По результатам работы, предложены способы модернизации существующих методов контроля скорости внутритрубного снаряда.

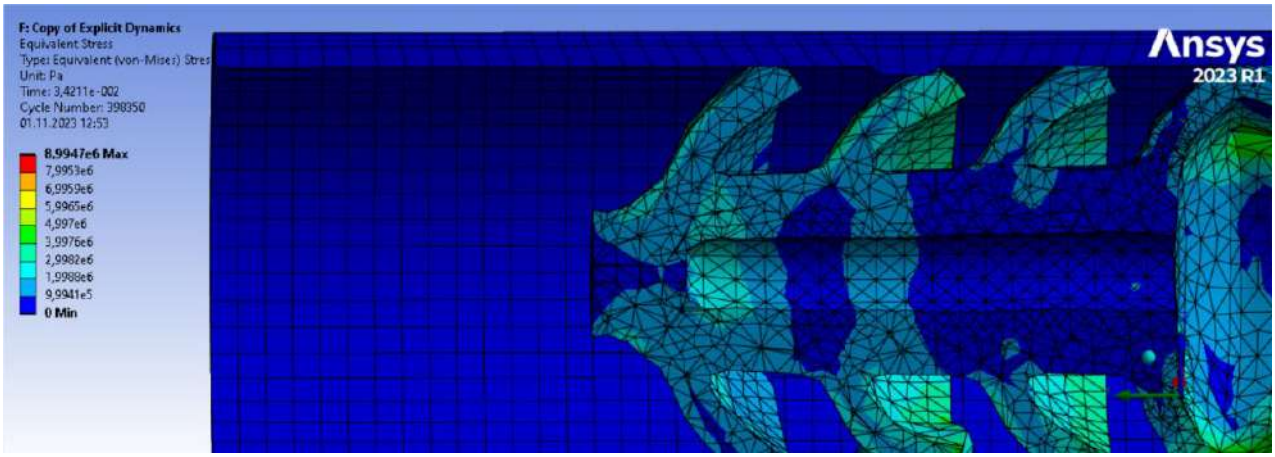


Рисунок 1 – Моделирование прохождения внутритрубным снарядом локального места сужения 85% от наружного диаметра трубопровода

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Уланов, В. В. Расчет устройств автоматического регулирования скорости дефектоскопа в магистральном газопроводе / В. В. Уланов, А. Н. Коваленко, Р. А. Шестаков // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2019. – № 4(297). – С. 137-148. – DOI 10.33285/2073-9028-2019-4(297)-137-148. – EDN VCXIOW.

2. Adiyodi Kenoth Sasidharan et al. // Effectiveness of Bypass-Pigging Solutions in Multiphase-Flow Pipelines With Waxy Crude Oil: Evaluation and Innovative Solution // Oil and Gas Facilities – 2015 – P. 51-65.

3. Павлов, Д. А. Оптимизация конструкции байпасного канала инспекционного снаряда / Д. А. Павлов, С. Н. Пещеренко // Математическое моделирование в естественных науках. – 2021. – Т. 1. – С. 259-261. – EDN TLVGQV.

УДК: 621.643.03

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

З.И. Фарзалиде
АГУНП, г. Баку

Известно, что с целью принятия и выполнения управленческих решений, направленных на снижение вероятности появления неблагоприятного результата и минимизацию возможных потерь, необходимо классифицировать эксплуатационные риски при функционировании промысловых нефте- и газопроводов с выделением основных рискообразующих событий и определение экологического риска для них [1,2].

Эксплуатационные риски нефте- и газопроводов управляются следующими видами стратегий:

- «Принять к сведению». Данная стратегия не предусматривает разработку и внедрение дополнительных решений и мероприятий в процессе эксплуатации трубопроводов.

- «Мониторинг». Данная стратегия не предусматривает разработку дополнительных базовых проектных решений, но обязывает такие корректировки и требования, которые обеспечивают: техническую возможность диагностировать дефекты или другие отклонения от проектных параметров; ремонтопригодность трубопроводов в случае выхода из строя вследствие реализации рискообразующего события.

- "Снижение". Эта стратегия обязывает включать в выбор материалы, оборудование, генплановые решения, способ укладки, систему приборов, защиту от различных воздействий и т.д.

- «Устранение». Эта стратегия требует пересмотра и включения требований к проектированию и эксплуатации трубопроводов, что переводит их в категорию более низкого риска. Стратегии управления рисками выбираются отдельно для каждого рискообразующего события в зависимости от категории и величины риска [3,4].

Для каждого фактора риска, который может привести к выходу из строя проектируемого трубопровода, должны быть предусмотрены проектные решения и эксплуатационные требования, позволяющие исключить (снижать неблагоприятные последствия) или снизить вероятность нарушения его целостности. В работе [4] приведен список факторов риска и технических решений по минимизации риска.

Результаты оценки и приоритизации эксплуатационных рисков нефте- и газопроводов обобщены в таблице.

Таблица 1 Результаты оценки и приоритизации эксплуатационных рисков промысловых нефтегазопроводов

Риск	Вероятность, баллы	Выводы, баллы	Величина риска	Принятая стратегия управления рисками
Событие 1 (R1)	6	10	11,7	«Мониторинг»
Событие 1 (R2)	20	6	20,1	«Устранение»
Событие 3 (R1)	-	-		«Принять к сведению»
Событие 3 (R2)	-	-		«Мониторинг»
.....				
Событие N (R1)	18	22	28,4	«Мониторинг»
Событие N (R2)	18	22	28,4	«Устранить» путем повторения не менее половины проектных решений для устранения риска.

При эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов содержание, периодичность проверок и выполнение работ по некритическим факторам следует определять на основе оценки эксплуатационных рисков, связанных с рискообразующими событиями. Выявление, оценка и приоритезация рисков являются важными аспектами управления операционными рисками.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа, М. Недра, 1988, 368 с.
2. Телегин Л. Г., Ким Б. И., Зоненко В. И. Охрана окружающей среды при сооружении и эсплуатации газонефтепроводов. М. Недра, 1998, 188 с.
3. Булатов А.Н. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. М. Недра, 1999, 240 с.
4. G.Ismayilov, H.Ismayilova, H.Babirov, R.Jabrayilov. Assessment of environmental oil spills and economic-environmental risks // R TandA, Special Issue №4(70), vol 17, November 2022, pp.212-217.

УДК 614.8

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ РАСЧЕТ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ УЩЕРБА ОТ АВАРИИ НА НЕФТЕПРОВОДЕ

Д.А. Фаттахов, КНИТУ, г. Казань
В.Б. Барахнина, М.И. Исмагилов, Е.М. Исмагилова
УГНТУ, г. Уфа

Для принятия наиболее эффективных мер, направленных на предупреждение и ликвидацию последствий аварий, необходимо иметь расчетные данные о величине утечки на различных участках нефтепроводов и возможных потерях нефтепродукта вследствие испарения с поверхности и инфильтрации в грунт. Данная проблема остается актуальной и в целях снижения возможных негативных последствий требует особого внимания для выбора способов локализации, ликвидации аварийного разлива нефти и разработки комплекса необходимых мероприятий [1].

Целью работы явилась разработка тренажера виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти». Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи: разработка функциональной модели программных модулей определения степени загрязнения почвы и воды при аварийных утечках нефтепродукта; реализация алгоритма определения степени загрязнения природных сред при аварийных утечках углеводородов; разработка программных модулей, реализующих метод определения степени загрязнения при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов; визуализация аварии; создание тренажера виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти».

Авторами был выбран метод, по которому можно рассчитать объем вытекающей техногенной углеводородной жидкости. Формулы представляют собой зависимую цепочку расчетов [2]. Для достижения наибольшей точности результатов рекомендуется производить несколько итераций расчетов. В виду большого количества переменных становится задача об оптимизации расчетов путем их автоматизации. Таким образом, намного сократится время расчета итоговых значений и увеличится их точность. Также автоматизация данного метода позволит легко рассчитывать различные варианты происшествий за короткий промежуток времени, а также даст возможность сравнить результаты при различных условиях аварии [3]. Основные результаты работы получены с использованием методов объектно-ориентированного анализа, функционального моделирования и программирования, а также метода определения степени загрязнения при аварийных утечках нефти и нефтепродуктов. Для реализации программного средства был выбран язык программирования C#. Разработанное программное средство (ПС) занимает 127 МБ памяти персонального компьютера, не требует установки и подключения к сети интернет. Чтобы запустить программу, необходимо открыть исполняемый файл под названием HelloWpfApp.exe. После запуска пользователю откроется начальное окно ПС. Переход между окнами осуществляется стрелками вправо и влево, а также кнопками с подсказками (рисунки 1-2).

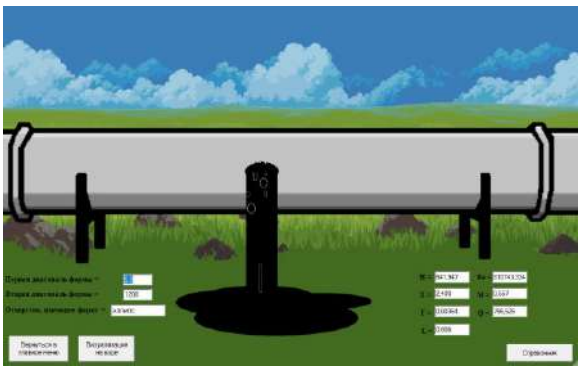


Рисунок 1 – Окно с визуализацией аварийного разлива в грунт

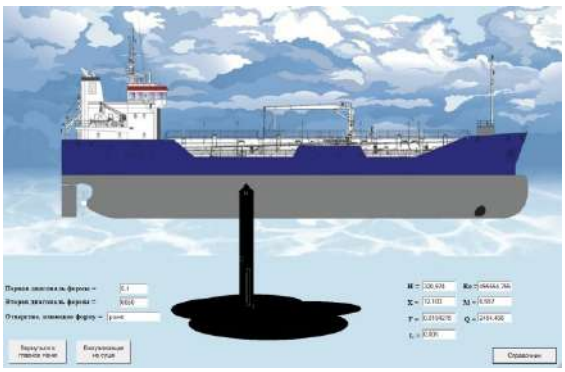


Рисунок 2 – Окно с визуализацией аварийного разлива на водной поверхности

Разработанное ПС существенно уменьшает время, необходимое для расчета степени загрязнения при аварийных утечках нефти и нефтепродуктов. Визуализация дает наглядную иллюстрацию аварийного нефтяного разлива на суше и на воде. Открытое методическое пособие позволяет пользователю без затруднений ознакомиться и изучить теоретический материал, связанный с аварийными утечками нефти. Программное средство может использоваться для определения объема жидкости, которая вытекает через коррозионный свищ, расхода утечки, потери нефти от инфильтрации в грунт.

Тренажер виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти» имеет простой и удобный для понимания вид. Используя метод последовательного приближения для коэффициента расхода истечения продукта, можно добиться наибольшей точности определения расхода вылившегося нефтепродукта. Минимальное количество вводимых данных позволяет рассчитать необходимые значения в короткие сроки, тем самым получая сокращение времени расчетов и увеличивая скорость работы аварийной бригады. Таким образом, автоматизация расчетов утечки нефтепродукта необходима для улучшения качества аварийных и восстановительных работ. ПС может также использоваться в научных целях для проведения практических и лабораторных работ в вузе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маликова К.А., Барахнина С.Д., Коннов Я.А. Оптимизация расчета ущерба от аварийной утечки нефти и нефтепродуктов. Тезисы докладов XVII Международной научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2022». Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. С. 126-127.
2. Маликова К.А., Барахнина С.Д., Филатов И.О. Расчет и визуализация ущерба от аварийной утечки нефти и нефтепродуктов. Международная научно-практическая конференция, посвященная 90-летию начала добычи первой башкирской нефти. Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2022. С. 174-176.
3. Саитова К.А., Барахнина В.Б., Киреев И.Р., Коннов Я.А. Программные модули для расчета аварийных потерь нефти и нефтепродуктов. Материалы Международной научно-практической конференции «Информационные технологии. Проблемы и решения». №1 (14), Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 29-35.

УДК:622.692.4

РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАТОРОВ НАРУШЕНИЙ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ И МЕТОДОВ ИХ КОМПЕНСАЦИИ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин
УГНТУ, г. Уфа

В связи с увеличением объемов проектирования, строительства и реконструкции магистральных трубопроводов (МТ) и стальных вертикальных резервуаров (РВС) возникает необходимость систематизации знаний о возможных отклонениях от требований нормативно-технических документов (НТД) и способах их компенсации. Целью систематизации знаний является улучшение качества и увеличение скорости разработки проектной документации, уменьшение риска возникновения аварийных ситуаций, а также повышение уровня надежности МТ и РВС.

Систематизировать имеющуюся, а также получаемую в будущем информацию предлагается посредством использования двух разработанных авторами классификаторов:

1. классификатор отступлений от требований НТД;

2. классификатор компенсирующих отступления от требований НТД мероприятий.

В основу классификаторов лег фасетный метод классификации, позволяющий параллельно, в отличии от иерархического метода, разделять информацию по множеству независимых друг от друга параметров. Также стоит отметить еще одно достоинство, позволяющее в будущем при получении новых знаний и изменении НТД расширять классификаторы путем добавления новых фасетов без изменения уже имеющихся. Для составления классификаторов использовалась информация, полученная путем анализа разработанных ранее специальных технических условий (СТУ) для разных объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки.

Таким образом, для классификации отступлений от требований НТД авторами предложено использование следующих фасетов:

1. объект строительства (реконструкции);

2. причины отступления;

3. особенности географического положения и климатических условий;

4. степень влияния на безопасность;

5. этап жизненного цикла объекта;

6. тип отступления.

Для классификаторов компенсирующих мероприятий предложены следующие фасеты:

1. объект строительства (реконструкции);

2. этап жизненного цикла объекта;

3. направленность КМ;

4. тип КМ;

5. частота применения КМ;

6. особенности географического положения и климатических условий;

7. тип отступления на компенсацию которого направлено КМ.

Указанные выше фасеты позволяют наиболее полно классифицировать отступления и компенсирующие их мероприятия. Однако, стоит отметить, что классификаторы имеют не окончательный их вид и могут дополняться и изменяться по мере изменений требований НТД и анализа новых СТУ.

УДК 665.61

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПАРАФИНОВ, СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ В НЕФТИ МЕТОДАМИ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

Б.Ш. Хазеев, А.А. Шматков, Ю.Н. Олудина
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Транспортировка нефти и ее переработка тесно связаны с ее химическим составом и физическими свойствами. Свойства нефти могут изменяться под воздействием давления, температуры, из-за изменения состава транспортируемой смеси и т. д. Следует отметить, что содержание парафинов, асфальтенов и смол в нефти влияют на физико-химические и реологические свойства смесей нефти [1-2]. Применяемые в настоящее время методики определения этих компонентов в нефти (ГОСТ 11851, М-01-12-81) являются весьма трудоемкими и продолжительными. В настоящее время актуальной задачей является поиск альтернативных экспресс-методов анализа с помощью которых можно определить содержание парафинов, асфальтенов и смол в нефти с высокими техническими характеристиками.

В рамках выполнения НИОКР сотрудниками ООО «НИИ Транснефть» были рассмотрены существующие методы определения содержания асфальтенов, смол и парафинов, среди них в качестве наиболее перспективных для экспресс-анализа выбраны следующие:

- метод ядерного магнитного резонанса (в двух интерпретациях, отличающихся условиями проведения испытаний и обработкой первичных результатов анализа);
- комбинация методов газожидкостной хроматографии и высокоэффективной жидкостной хроматографии.

С целью оценки данных методов были проведены исследования образцов нефти, выполнено сравнение полученных результатов с опорными значениями, установленными в ходе испытаний по стандартным методикам (ГОСТ 11851, М-01-12-81). Выполнен анализ рассматриваемых методов по техническим характеристикам. Установлено, что по техническим и точностным характеристикам наиболее перспективным является метод ядерного магнитного резонанса [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Евдокимов И. Н. Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. М.: МАКС Пресс, 2010. - 364 с.
2. Тимофеев Ф. В., Кузнецов А. А., Олудина Ю. Н. Химмотологические аспекты применения растворителей для удаления АСПО с внутренней поверхности нефтепровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 5. - С. 90-97.
3. Ляпин А.Ю., Хазеев Б.Ш., А.А. Шматков А.А., Олудина Ю.Н. Оценка перспективных методов экспресс-анализа для определения содержания парафинов, смол и асфальтенов в нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. -2023. – Т. 13. - № 4. - С. 344-351.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В СИНТЕТИЧЕСКИЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ, КАК МЕТОДА ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ ПРИ НЕДОСТАТОЧНОЙ ГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ

Э.Ф. Хаматдинов, Г.Е. Коробков, М.Ю. Левченко
УГНТУ, г. Уфа

В нефтегазодобывающих обществах на автономных месторождениях нефти, газа и конденсата существует проблема достижения 95% порога использования попутного нефтяного газа (далее – ПНГ).

Данная проблема, как правило, возникает в начальный этап обустройства месторождения в случаях, когда технологической схемой разработки месторождения (далее – ТСР) основными полезными ископаемыми являются нефть и газовый конденсат. Таким образом, дальнейшее обустройство месторождений осуществляется для получения целевого продукта товарная нефть, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002. В таком случае нефтегазодобывающие общества пользуются предусмотренными законодательством возможностями по уменьшению размера начисленных штрафов и проводят оценку стоимости реализации проекта по утилизации ПНГ с целью достижения порога использования ПНГ в 95% в будущие периоды.

Основным осложняющими факторами при данном подходе является постоянный рост газового фактора, увеличение доли добываемого газового конденсата и отсутствие строительной готовности газовой инфраструктуры. При данном сценарии достижение уровня использования ПНГ в 95% не представляется возможным.

Одним из вариантов решения данного технологического вызова является переработка газа в синтетическую нефть и нефтепродукты по технологии газожидкостной конверсии (англ. Gas to liquids, далее – GTL).

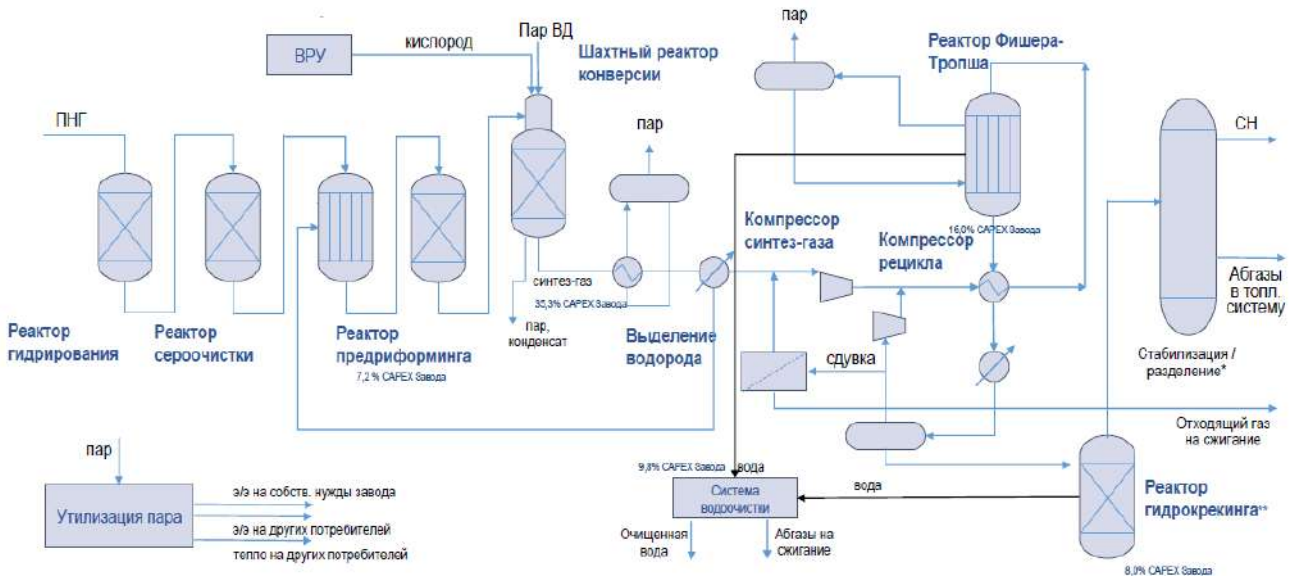


Рисунок 1 – Технологическая блок-схема процесса

На сегодняшний день существует три варианта конверсии ПНГ: прямая конверсия, конверсия через стадию синтез-газа, а также конверсия через хлорсодержащие, фторсодержащие соединения. Наибольшее распространение в мире получили процессы переработки ПНГ, основанные на получении синтез-газа методами паровой, углекислотной конверсией или парциальном окислении.

Одной из наиболее применимой в настоящее время для промышленной реализации технологией является парокислый реформинг (рисунок 1).

Таким образом, применение газожидкостной конверсий на автономных месторождениях с целью преобразования углеводородных газов в высококачественные, не содержащие серу нефть и нефтепродукты, пригодные для дальнейшего компаундирования с подготовленной на промысле товарной нефтью или получаемыми нефтепродуктами является целесообразным с технической точки зрения и является альтернативой трандиционным процессам промысловой подготовки газа к трубопроводному транспорту.

УДК 626.022

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ СТАБИЛИЗАЦИИ БЕЗОПОРНЫХ УЧАСТКОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ш.А. Харисов
УГНТУ, г. Уфа

Морские трубопроводы подвергаются влиянию штормов и течении, под воздействием которых постепенно размывается грунт вокруг и под трубопроводами, что приводит к образованию безопорных участков. Они представляют собой эксплуатационный риск для трубопроводов из-за статических и динамических нагрузок, которые со временем могут привести к механическому повреждению и возможной потере целостности.

Компании-операторы морских трубопроводов проводят кампании по стабилизации таких участков, которые являются дорогостоящими комплексными работами с вовлечением морского и гидрографического оборудования и персонала. Применяются такие способами и методы как суда-камнеукладчик с направляющей трубой, мешки с камнем или песком, размыв грунта гидромониторами и др. Использование судна-камнеукладчика требует выделения наибольшего бюджета из вышеперечисленных методов, но при этом, обеспечивает отсыпку с наименьшей удельной стоимостью. Другие способы имеют значительно более высокую удельную стоимость, а также характеризуются строгими требованиями к погодным условиям для позиционирования и стабилизации подводного оборудования при работе вблизи трубопровода и требуют значительного пространства на палубе судна для установки и транспортировки оборудования к месту проведения работ. Поэтому, в целях снижения операционных затрат, возникла необходимость в методе точечной стабилизации при ограниченных общих объёмах работ и для совмещения кампании по инспекции и стабилизации трубопроводов.

Был предложен, разработан и реализован метод с помощью использования сетки из переработанного полиэстера размером ячейки 50 мм, строение которой позволяет производить дистанционное открытие с помощью акустического размыкателя и точечный сброс камня за счёт освобождения кольцевого стропа. Данный подход позволяет оптимизировать затраты за счет совмещения инспекции и стабилизации трубопроводов. На основе проведённых исследовании и апробации результатов был получен патент RU2710573C1.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. N. I. Thusyanthan, Cost Effective Free Span Rectification for Offshore Pipelines. Geotechnical Engineering (2019), 50(2), 60-63.

УДК [625.02:622.692.4+66.095.26](943.8)

ПРИМИНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КРИОТРОПОГО ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ ГРУНТА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В.С. Харитонов
УГТУ, г. Ухта

Многолетнемерзлые грунты (ММГ) имеют широкое распространение в регионах Крайнего Севера. По расположению, ММГ преобладают на большей части территории РФ (занимают около 60 – 64 % от всей площади).

В работе произведён расчёт эффективности применения криотронного гелеобразования при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов в районах расположения ММГ. В течении исследования выяснилось, что грунт в мерзлом состоянии, сильно подвержен температурным изменениям. При отрицательной температуре он служит надежным основанием, но за несколько летних сезонов, при значительном перепаде температур, теряет свои прочностные свойства, вследствие этого возможно всплытие трубопроводов (ТП), их поперечное смещение и деформация вследствие просадки или пучения грунта.

Применение криогеля для укрепления грунта даёт следующие преимущества [1]:

- не требуется применение синтетических материалов;
- экономичность (данная технология предусматривает применение раствора грунта с криогелем);
- экологичность (является абсолютно безвреден для окружающей среды);
- простота технологии в применении.

Приблизительная площадь покрытия криогелем грунта представлена на рисунке 1.

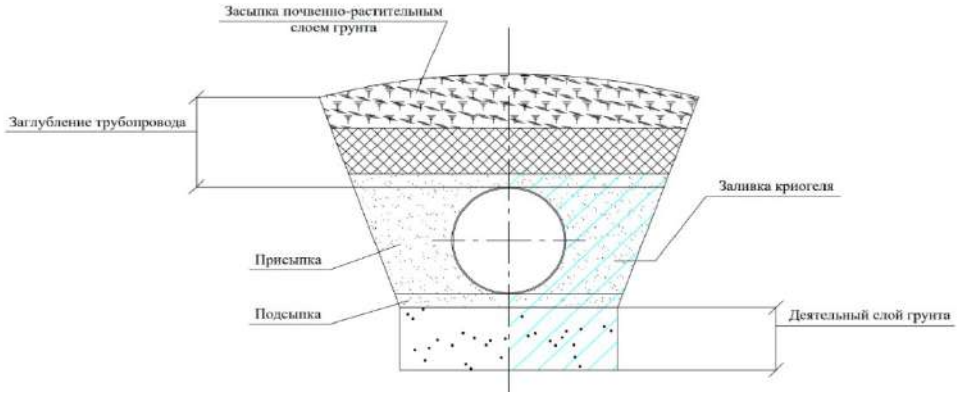


Рисунок 1 – Подземная прокладка магистрального ТП с использованием криогеля

Рассмотрим эффективность приминения криогеля на нефтеконденсатопроводе. Расчёт проводился с помощью программы «Ansys» в модуле «Static Structural».

На рисунке 2 паказано распределение напряжений в следствии просадки грунта в результате сезонного оттаивания (класс прочности стали К55). Видно,

что напряжения, вызванные при изгибе, значительно превосходят предел прочности стали. Из этого следует что трубопровод будет выведен из строя.

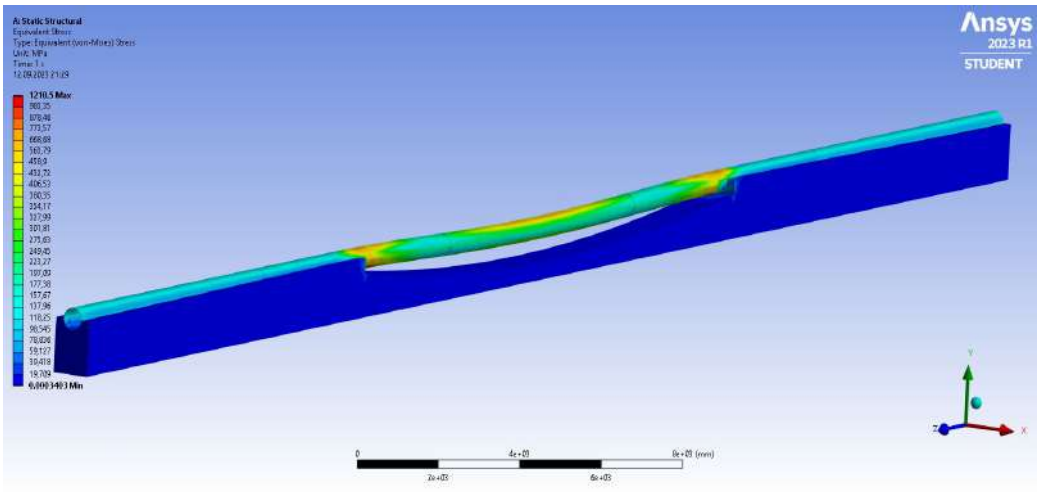


Рисунок 2 – График распределения напряжений до приминения криогеля (max = 1210,5 МПа)

Вследствие укрепелния грунта криогелем (рисунок 3) значительно снизились напряжения изгиба. Также улучшилась несущяя способность грунта.

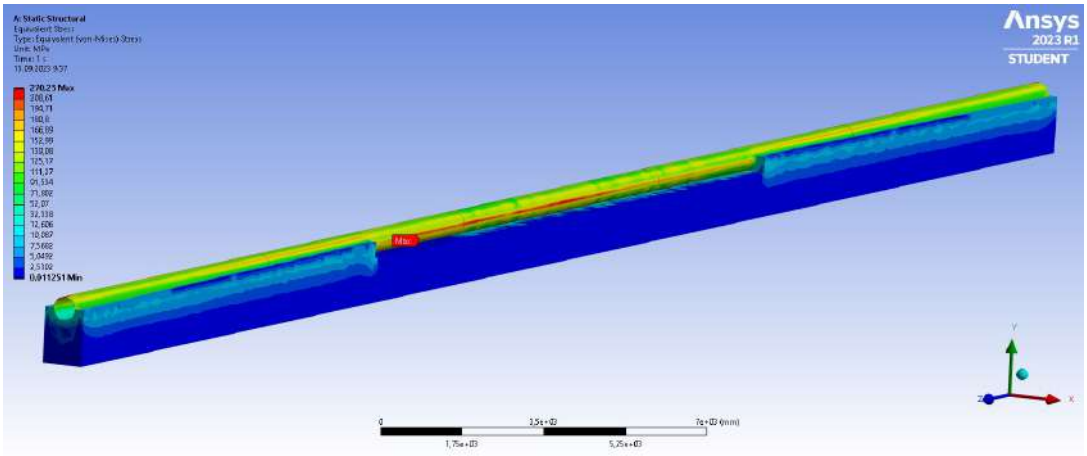


Рисунок 3 – График распределения напряжений после приминения криогеля (max = 270,25 МПа)

Вследствие полученных результатов, можно сделать вывод, что участок трубопровода, укреплённый криогелем будет функционировать без видимых последствий, так как значения напряжений (270,25 МПа) не превышают предел текучести (372 МПа) и прочности (539 МПа).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шипарев Р. Г. Повышение прочностных характеристик песчаного грунта криотропным гелеобразованием / Р. Г. Шипарев, Г. М. Стоянович, А. С. Макаренко. - Текст: непосредственный // Транспорт Азиатского-Тихоокеанского региона. - 2018. - № 1 (14). - С. 6-9.

УДК 621.646

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ПРИЕМА/ЗАПУСКА ВТУ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНО НЕПОДГОТОВЛЕННЫХ К ВТД УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ DN 400 – DN 1000

А.Р. Хилажетдинов
ООО «Газпром трансгаз Уфа»

В настоящее время внутритрубная диагностика является самым эффективным способом технического диагностирования магистральных газопроводов. Для повышения срока эксплуатации газопроводов необходимо своевременно проводить мероприятия по очистке и техническому диагностированию газопроводов, для выявления дефектов, с их последующим устранением, тем самым обеспечивая безопасность транспортировки газа потребителям.

На сегодняшний день перед Обществом поставлены задачи по реализации «Программы по подготовке и обследованию конструктивно неподготовленных к внутритрубной диагностике, далее − ВТД, участков газопроводов ООО «Газпром трансгаз Уфа» на 2022–2027 годы», в рамках которых запланировано обследование газопроводов, не подготовленных к ВТД, номинальными диаметрами от четырехсот до тысячи миллиметров и общей протяженностью 897 километров.

Ранее, до внедрения моего предложения, было необходимо заключение договора со сторонней организацией на аренду мобильных камер, индивидуально под каждый определенный диаметр обследуемого газопровода, что приводило к большим финансовым затратам в связи с высокой стоимостью аренды. Так, например, для проведения внутритрубной диагностики газопроводов диаметром от 400 до 1000 миллиметров, требовалась аренда пяти комплектов мобильных камер запуска/приема. В отрасли всегда существовала проблема дефицита предложений по аренде временных мобильных камер на рынке услуг.

С целью сокращения номенклатуры применяемых камер и минимизации затрат, был разработан универсальный мобильный комплекс – далее УМК (рисунок 1), конструкция которого позволяет адаптировать и унифицировать базовые камеры запуска/приема СОД для осуществления внутритрубной диагностики газопроводов в диапазоне диаметров от 400 до 1000 миллиметров

Отличительной особенностью УМК является направляющий элемент – специальный вкладыш, предусмотренный под каждый диаметр диагностируемого газопровода, который служит устройством для возможности подачи средств очистки и диагностики – далее СОД, до требуемого диаметра, для его дальнейшей отправки в магистральный газопровод.

Универсальные камеры образованы за счет переходов и патрубков, предназначенных обеспечить плавный переход к конкретному диаметру участка газопровода, подлежащего обследованию.

Для подачи внутритрубного снаряда в газопровод, спроектировано универсальное запасовочное устройство, тем самым была решена многолетняя проблема безопасной и технологичной запасовки средств очистки и диагностики в полость камеры запуска. Непосредственная подача СОД производится при помощи составного толкателя, приводом которого, через его гребенчатые упоры является гидроцилиндр, применение которого позволяет развить требуемое

усилие для запасовки и обеспечивает плавную и безударную технологию доставки СОД.

Для совмещения сменного лотка с центрирующим вкладышем и обеспечения возможности запасовки внутритрубного снаряда, разработана универсальная станина камеры запуска. Универсальность достигается наличием комплекта сменных лотков под каждый диаметр и возможностью их плавной регулировки по высоте с помощью домкратов. Фиксация станины к телу камеры производится с помощью шарнирных кронштейнов, для исключения ее смещения в процессе запасовки СОД.

В свою очередь для извлечения СОД из полости камеры приема используется ручная лебедка, установленная на регулируемой станине камеры приема.

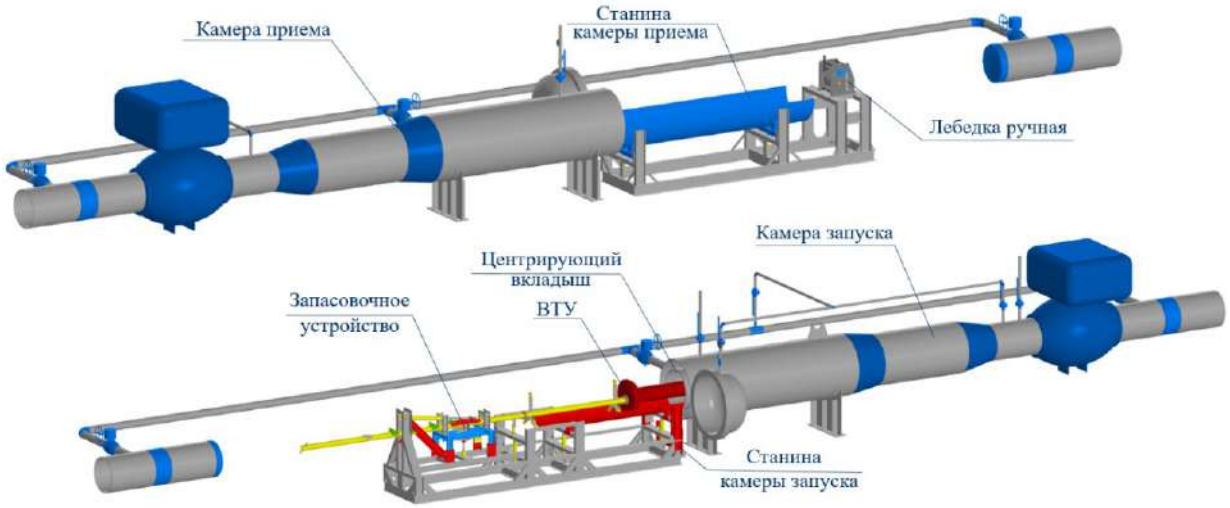


Рисунок 1 – Универсальный мобильный комплекс (на примере DN 700)

Подводя итоги, скажу, что разработанный комплекс, в котором применен ряд новых технических решений, открывает возможности внедрения и укомплектования как филиалов ООО «Газпром трансгаз Уфа», так и других дочерних организаций ПАО «Газпром» и не только.

В масштабах компании внедрение комплекса позволит:

– существенно снизить финансовую нагрузку при проведении ВТД на участках газопроводов DN 400 – DN 1000 не оснащенных стационарными камерами;

– исключить зависимость от сторонних организаций, предоставляющих данное оборудование в аренду.

– обеспечить бесперебойную транспортировку газа потребителям;

По итогам работ было подано 3 патентные заявки, в ноябре текущего года ожидается публикация в журнале Газовая промышленность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Диагностика трубопроводов: учеб. пособие / сост. С.Н. Кузнецов; Воронежский ГАСУ. – Воронеж, 2015. – 78 с.

УДК 621.6

МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНАЯ ОБРАБОТКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Б.А. Хлопецкий, М.В. Пацурия, М. Алжадли
СПГУ, г. Санкт-Петербург

В данной работе рассматривается метод ремонта промышленных трубопроводов с помощью магнитно-импульсной обработки и представлены результаты исследования на образцах, вырезанных из газопровода. Экспериментальные исследования проводились только на тонких металлических пластинах (толщиной до 1 мм), изготовленных из сплавов с низколегированной трубной стали, титанового сплава и алюминиевого сплава. Данные эксперименты не позволили изучить эффективность магнитно-импульсной обработки в зависимости от глубины залегания дефектов и их локализации относительно поверхности газопровода вследствие значительно большей толщины реальных промышленных трубопроводов.

В качестве материала для исследования из газопровода, изготовленного из низколегированной стали 17Г1С, был вырезан дефектный участок в области поперечного стыкового сварного шва с макротрещиной и изготовлен секторный фрагмент. Данный магистральный газопровод был в эксплуатации в течение 25 лет, имеет габариты Ø1220×18,0 мм.

На рисунке 1 представлено изображение исходного состояния конца трещины номер 1, полученное микроскопом при 50-кратном увеличении микроскопа на нетравленом шлифе. Образец исследования содержит центральную трещину, которая распространяется с наружной поверхности газопровода в глубину металла.

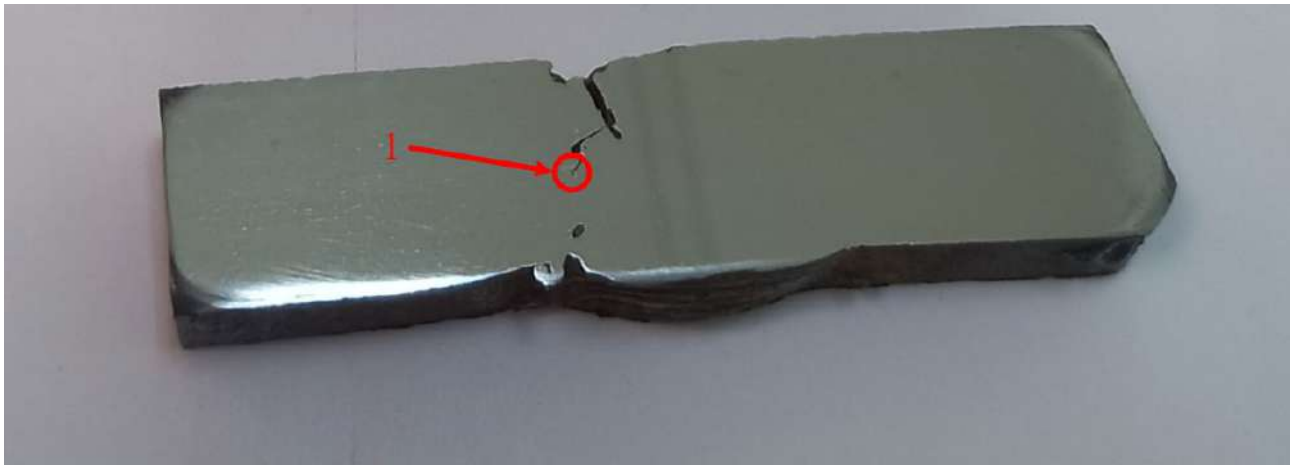


Рисунок 1 – Вырезанный образец из фрагмента газопровода

Было определено исходное состояние вершины микротрещины с помощью 50-кратного увеличения (рисунок 2, а), образец был подвергнут магнитно-импульсному воздействию с помощью магнитно-импульсной установки МИУ-40 кДж-СГАУ.

Обработка образца осуществлялась в технологическом режиме. Запасённая энергия в конденсаторах установки составила 20 кДж.

После этапа обработки, состояния микроструктуры трещины у вершины были повторно исследованы на оптическом микроскопе.

На рисунке 2, б можно отметить, что режим МИО-20кДж вызвал сильный нагрев вершин трещины, который подтверждался образованием зоны термического влияния. Повышение температуры объясняется тем, что у вершины трещины произошла концентрация индукционных токов и увеличение их плотности.



Рисунок 2 – Изображение трещины: а) исходное состояние вершины микротрещины при 50-кратном увеличении; б) изображение конца после МИО-20 кДж при 50-кратном увеличении

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Tariff approach to regulation of the European gas transportation system: Case of Nord Stream / V. Fetisov, P. Tcvetkov, J. Müller // Energy Reports. – 2021. – V.7. – № 6. – P. 413–425.

2. Влияние импульсной обработки на дефекты сплошности и долговечность материалов / Н.В.Курлаев, А.И.Гулидов, Л.Д.Мержиевский, Н.А. Рынгач // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2005. – №18. – С.97–110.

3. Кукуджанов К.В. Моделирование воздействия высокоэнергетического импульсного электромагнитного поля на микротрещины в поликристаллическом металле // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Механика. – 2015. – № 4. – С. 138–158.

УДК 622.692

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РАСТВОРИТЕЛЯМИ ЗА СЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Р.А. Хурамшина
УГНТУ, г. Уфа

При хранении в резервуарах на дне образуются асфальтосмолистые и парафиновые отложения (АСПО), механические примеси, соли и вода. Эти донные отложения вызывают серьезные трудности при эксплуатации и подготовке к ремонту резервуаров, приводят возникновению коррозионных разрушений, затруднению обследования состояния резервуара и к снижению полезного объема, что заставляет выводить их из эксплуатации для очистки. Регулярная очистка донных отложений из резервуара считается обязательной задачей.

Применение растворителей для удаления АСПО является одним из основных методов. Несмотря на значительный объем теоретических и практических разработок по удалению отложений, не всегда удается достичь положительных результатов. Это объясняется как разнородностью состава и структуры АСПО, так и трудностями поддержания наилучших условий отмыва.

И в связи с этим, поиск новых, эффективных методов и технологий, также расширение ассортимента растворителей для очистки резервуаров является актуальной задачей, как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Целью работы является повышение эффективности удаления асфальтосмолопарафиновых отложений растворителями за счет дополнительного ультразвукового воздействия.

Поскольку химический состав отложений играет существенную роль при выборе растворителей. Поэтому был проведен анализ компонентно-группового состава отложений, имеющего в своем составе ароматических углеводородов, смол, асфальтенов и парафино-нафтеновых углеводородов, механических примесей и воды [1].

Эффективность растворителей определяли в статическом и в динамическом режимах.

Поскольку, разные растворители по-разному воздействуют на компоненты тех, или иных видов отложений. Поэтому было решено провести лабораторные исследования с 7 видами растворителей.

Результаты свидетельствуют, что растворяющая способность как относительно АСПО асфальтенового типа, так и относительно парафинового типа у ароматического растворителя больше, чем у других видов растворителей.

Корреляция между эффективностью и свойств отложений при воздействии растворителей показала, что очистка зависит от их состава, поэтому нужно учитывать состав АСПО и растворителей.

Аналогично к предыдущему исследованию в статическом режиме был определен эффективность растворителей совместно с ультразвуковым воздействием.

Лабораторные эксперименты показали: ультразвук увеличивает показатели дисперегирующей и моющей способностей отложений.

Таким образом,ультразвук увеличивает эффективность растворителей, но при этом эффективность слабых растворителей сильно возрастает. Поэтому УЗ позволяет повысить эффективность слабых растворителей почти до качественных растворителей.

Безусловными плюсами технологии являются экономичность, экологичность, длительность эксплуатации с отсутствием значительных эксплуатационных затрат.

Корреляция между эффективностью и свойств отложений при воздействии растворителей и УЗ показала, что ультразвук снижает зависимость эффективности растворителей от свойств нефти.

Таким образом, ультразвуковое воздействие повышает эффективность растворителей с 40 % до 72 %.

УЗ сильно повышает эффективность слабых растворителей, что позволяет применять более дешевые растворители без снижения эффективности ультразвука и позволяет снижать расход растворителей в 1,4 – 13 раз.

Применение ультразвука позволит разрушать АСПО, но при этом без негативного влияния на экологию и прочность конструкции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хурамшина Р.А., Валеев А.Р. Исследование структурно-группового состава асфальтосмолопарафиновых отложений с целью определения рационального и эффективного выбора методов удаления // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2023. № 1. С. 11–16.

2. R.A. Khuramshina,V.I. Muratova. Studies of the Use of Ultrasonic Equipment for the Removal of Asphalt-Resin Paraffin Deposits at Oil and Gas Transport and Storage Facilities. 2023 Trans Tech Publications Ltd, Switzerland

УДК 621.642.07

АНАЛИЗ, ИСТОРИЯ И ТЕНДЕНЦИИ ДАЛЬНЕЙШНЕГО РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ СПГ

Е.М. Хусаенова, Р.А. Шаймарданова
УГНТУ, г. Уфа

Производство СПГ, обеспечивающее независимость от транзита через территорию третьих стран, возможности вовлекать в коммерческое использование удаленные запасы газа, диверсификацию направлений поставок газа и проникновения на недоступные прежде рынки, крайне важно для российского экспорта газа. Более того, сжиженный природный газ является альтернативой чрезвычайно «жестко привязанному» трубопроводному газу в свете либерализации традиционных зарубежных рынков и обострения конкуренции между поставщиками газа.

Преимущества сжиженного природного газа:

1. В процессе сжижения плотность газа увеличивается в сотни раз, что повышает эффективность и удобство хранения, а также транспортировки и потребления энергоносителя.
2. Сжиженный природный газ – нетоксичная криогенная жидкость, хранение которой осуществляется в теплоизолированной емкости при температуре –162°С. Большие объемы СПГ возможно хранить в специальных наземных резервуарах при атмосферном давлении.
3. Возможность межконтинентальных перевозок СПГ специальными танкерами-газовозами, а также перевозка железнодорожным и автомобильным видами транспорта в цистернах.
4. Сжиженный природный газ дает возможность газификации объектов, удаленных от магистральных трубопроводов на большие расстояния, путем создания резерва СПГ непосредственно у потребителя, избегая строительства дорогостоящих трубопроводных систем [1].

О возможности дальнейшего активного развития рынка СПГ свидетельствуют следующие факты: повышательная тенденция темпов роста спроса на газ. Замедление экономического роста вкупе со смягчением климата и внедрением энергосберегающих технологий могут послужить причиной снижения спроса на природный газ, однако тот факт, что природный газ является основным топливом на электростанциях в большинстве промышленно-развитых странах, обеспечит ему стабильность потребления; наличие больших запасов газа в местах, находящихся далеко от газопроводной сети; неравномерность распределения запасов данного вида энергоносителя и отдаленность регионов с высоким уровнем его потребления от основных источников добычи; снижение себестоимости на всех уровнях производственной цепочки; возросшая гибкость торговых соглашений:

устранение ограничений по выбору пунктов поставки, снижение минимального порога контрактов на условиях «бери-или-плати»; рост ценовой конкурентоспособности СПГ: благодаря технологическому прогрессу цены на него на ключевых рынках приблизились к ценам трубопроводного газа, что способствует окончательному становлению СПГ в качестве альтернативного источника газоснабжения; рост мировых мощностей по производству и приему СПГ; увеличение танкерного флота, гарантирующего высокую безопасность, использующего передовые технологии и имеющего разветвленную инфраструктуру [2].

Сжиженный природный газ играет все более заметную роль в мировой торговле энергоносителями. Рынок СПГ имеет ряд отличительных преимуществ по сравнению с другими видами энергоносителей. Рост конкурентоспособности индустрии СПГ сдерживается рядом факторов, ограничивающих процесс формирования больших потоков сжиженного газа. К ним относятся масштабность проектов СПГ, которая подразумевает значительные инвестиции со стороны производителей и сопряженные с ними большие финансовые риски, высокая пожаро- и взрывоопасность СПГ-производств и хранилищ, различные стандарты энергоемкости импортируемого газа и характеристики терминалов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Фёдорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2011. 159 с.
2. Ханухов Х.М. Перспективы развития отечественного изотермического резервуаростроения // Вести газовой науки. 2017. №1.

УДК 621.644

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

Е.Л. Чижевская, Ю.Д. Земенков
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Необходимость принятия оперативных решений в интенсивно меняющейся экономической среде во многом обусловлена требованием обеспечения эффективности использования ресурсов производственных предприятий. В связи с появлением новых условий, в числе которых значительное влияние оказывают экономические, стратегические и политические факторы, наиболее оперативным инструментом управления современными технологическими объектами являются автоматизированные системы с поддержкой принятия решений в условиях реального времени на базе анализа данных в изменчивых условиях.

Актуальность проблемы создания универсальных инструментов управления стратегически важными объектами РФ обозначена в «Стратегии национальной безопасности Российской Федерации» (Утверждена Указом Президента Российской Федерации от 02.07.2021 г. № 400), Национальной программе «Цифровая экономика РФ» (утв. Президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 04.06.2019 №7), «Национальной стратегии развития искусственного интеллекта на период до 2030 года» (Указ Президента РФ от 10.10.2019 г. № 490), Программах развития нефтегазовых компаний и других документах.

Современная программа цифровой трансформации в промышленности предусматривает использование роботизированных интеллектуальных систем последнего поколения, которые призваны осуществлять комплексное интегрирование управление техническим состоянием, надежностью, безопасностью объектов, а также управление эффективностью процессов и транспортных потоков, учитывая стратегические задачи отрасли в условиях непрерывно меняющейся экономики.

В Тюменском индустриальном университете на кафедре «Транспорт углеводородных ресурсов» разработана принципиально новая технология интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования состояний обеспечения эффективности технических решений при управлении технологическими процессами опасных производственных объектов (ОПО).

Для реализации такой концепции авторами создана база исходных данных показателей (числовых и логических характеристик) и факторов (причин, влияющих сил, событий и т.д.), сканируемых в режиме реального времени, и система критериев, позволяющая оценить эффективность эксплуатации системы в контексте решаемой технологической и экономической задачи. Показателей и факторов достаточно много, при этом они находятся в весьма сложных функциональных связях и зависимостях. В качестве примера, 4 категории

факторов могут быть разделены на систему групп, содержащих комплекс измеряемых авторской интеллектуальной технологией признаков (рис.1).

Разработанная авторами методология интеллектуального управления на основании системы критериев позволит не только оптимизировать транспортные потоки, обеспечивая максимизацию целевых критериев на всех этапах управления, но и обеспечить надежность и безопасность системы, эффективность диспетчерского управления, рационализируя использование финансовых потоков с учетом всех возможных категорий факторов.

Таким образом, при решении задач обеспечения эффективности принятия решений для систем транспорта нефти и газа, управляемой является целая система факторов, для каждого из которых требуется разработка типового решения. Оценка эффективности и целесообразности принятия решений может быть выполнена с применением графовых моделей с подкреплением, моделей нейродинамического программирования.

Авторская методология предусматривает применение адаптивного математического аппарата анализа данных для решения конкретных групп задач.

Эффективность принятия системой решений может быть оценена с применением графовых моделей, моделей нейродинамического программирования, графовых моделей с подкреплением. Особенностью применения графовых моделей с подкреплением и нейродинамического программирования является возможность их использования в условиях неполной информации, а также адаптивный характер модели.

Система интеллектуального технологического управления контролирует в режиме реального времени систему изменяющихся процессов и этапов управления на базе системного анализа, включая анализ баз данных, прогнозирование ситуаций, событий, параметров, ранжирование, поддержка принятия решений по техническому обслуживанию, ремонту, перевооружению (планирование), критерии оптимальности транспортных потоков и др.

Каждая задача имеет отдельное развертываемое решение, определяемое системой факторов как в рамках оперативных задач обеспечения отраслевой эффективности так и условий и требований национальной безопасности на данный момент времени. Полученные в режиме реального времени оценки содержат важную информацию для принятия решений по корректировке условий и параметров системы управления.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенкова, М. Ю. Интеллектуальный мониторинг состояний объектов трубопроводного транспорта углеводородов с применением нейросетевых технологий / М. Ю. Земенкова, Е. Л. Чижевская, Ю. Д. Земенков // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 933-944. – DOI 10.31897/PMI.2022.105.

УДК 622.692.23

МОДЕРНИЗАЦИЯ ФОРМЫ ОБТЕКАТЕЛЯ УСТРОЙСТВА РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ БОРЬБЫ С ДОННЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ.

Д.Б. Чумаков, В.И. Муратова
УГНТУ, г. Уфа

С учетом возрастающих требований к качеству нефтепродуктов и повышения экологической безопасности, оптимизация устройств размыва донных отложений, таких как "Диоген", становится ключевым фактором успешной эксплуатации нефтяных резервуаров. При применении современных методов моделирования и материаловедения, можно значительно повысить эффективность размыва донных отложений и, таким образом, улучшить эксплуатационные характеристики нефтяных резервуаров.

Донные отложения в нефтяных резервуарах представляют собой серьезную проблему, приводящую к ухудшению качества нефти, коррозии оборудования и засорению трубопроводов.

Существующие методы и устройства для борьбы с донными отложениями, в частности устройство "Диоген", показывают положительные результаты, однако требуют дополнительной оптимизации для соответствия современным требованиям.

Применение компьютерного моделирования, в частности отечественного программного комплекса КОМПАС, позволяет провести детальный анализ гидродинамической характеристики и выявить потенциальные направления для модернизации устройства "Диоген".

В данной работе, рассматривается возможность модернизации УРДО "Диоген" путем внедрения контрпропеллера, или обтекателя PBCF, что предполагает существенное улучшение производительности гребного винта, при размыве донных отложений.

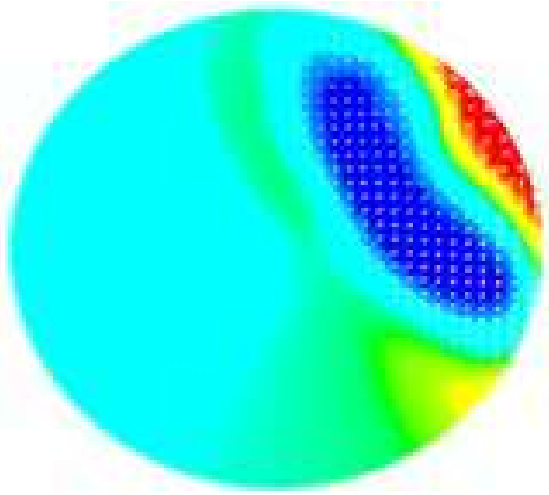


Рисунок 1 – Визуализация работы УРДО "Диоген" с 3-х лопастным винтом

Результаты моделирования представлены в виде визуализаций дистрибуции давления размывочных потоков, представленных на рисунке 1.

Из данных визуализаций (рисунок 1) можно наблюдать, что:

– красные области отражают зоны с максимальными значениями гидродинамического давления, что свидетельствует о высокой активности и эффективности размыва в этих областях;

– синяя область показывает регионы с минимальным давлением, где потенциально может происходить образование донных отложений;

– зеленые и желтые области представляют собой промежуточные диапазоны давления;

– центральная зона с пунктирными кругами на визуализации соответствует местоположению гребного винта.

Полученные результаты визуализации работы устройства, позволяют делать выводы о направлении и интенсивности потоков, создаваемых винтом.

Проведенный в работе гидродинамический анализ с использованием программного комплекса КОМПАС FLOW показал, что существует потребность в оптимизации формы и конфигурации обтекателя гребного винта устройства "Диоген". Установка дополнительных элементов, таких как контрпропеллер, может существенно повлиять на характеристики потока и, следовательно, на качество процесса размыва. Эти данные указывают на потенциал для оптимизации существующего устройства для размыва донных отложений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 39 – 30 – 587 – 81 Инструкция по эксплуатации системы размыва предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах
2. РД 153-39.4-057-00 Технология проведение работ по предотвращению образования и удаления из резервуаров донных отложений. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах// Нефтегазовое дело, 2006 г.
3. Валиев М.Р. Современные способы очистки полости резервуаров вертикальных стальных от донных отложений // Проблемы геологии и освоения недр. – 2012. – №18. – С. 13 – 14.
4. Каталог гребного винта с контрпропеллером 商船三井PBCF_英語版20230628 https://pbcf.jp/jp/catalog/img/catalog_eng.pdf

УДК 624.139.3

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО УСТРАНЕНИЮ ПРИЧИН ПРОСЕДАНИЯ ОПОР КРАНОВЫХ УЗЛОВ ГАЗОПРОВОДА

А.В. Шалыгин, В.Г. Фетисов
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Тепловые опоры широко используются в районах вечной мерзлоты для поддержки трубопроводов. Устойчивость тепловых опор очень чувствительна к изменениям теплового режима в районах вечной мерзлоты. Процесс оттаивания грунта вокруг опор, подвергает трубопровод значительным физико-механическим нагрузкам по всей длине, что в итоге может привести к повреждениям трубопровода и вследствие к экологической катастрофе.

Результаты, полученные в ходе данного исследования, позволяют разработать новый подход к управлению тепловым режимом участков установки свай в условиях вечной мерзлоты, что представляет ценность для строительства трубопроводов надземным способом в условиях Крайнего Севера.

В процессе моделирования, для анализа эффективности охлаждения тепловой сваи были установлены пластина теплового потока и датчики температуры в наземном межполевом пространстве с использованием опор высотой не менее 1,6 м, в качестве стоек использовались свайные трубы диаметром 325 × 10 и 377 × 10 мм [1,2]. Пластина теплового потока располагалась рядом с тепловой сваей на глубине -50 см. Данные о температуре и тепловом потоке собирались с помощью регистратора с интервалом в 1 ч. В процессе моделирования, были смоделированы условия при которых температура окружающей среды постоянно изменялась, как показано в таблице 1.

Таблица 1

Длина трубопровода (L, км)	Наружный диаметр (D, мм)	Длина секции конденсатора (Lc, м)	Длина секции испарителя (Le, м)
200	19	3	7

Моделирование влияния сезонных процессов на изменение температурного поля многолетнемерзлого грунта решалась методом конечных элементов.

Для проведения расчетов была создана 3D-модель, расположенная вверхнем слое многолетней мерзлоты. В период эксплуатации свайных опор в многолетнемерзлых грунтах [3,4] необходимо проводить оценку несущей способности сваи при теплообмене с грунтом. В процессе прогнозирования теплового состояния многолетней мерзлоты на границах области моделирования задаются следующие граничные условия: на нижней границе - условия первого типа, а постоянная температура равна -1,7°С; на боковых границах тепловой поток устанавливался равным нулю. В связи с изменением теплопроводности и толщины снега с течением времени учитывалось также его влияние на теплообмен поверхности грунта. В результате решения уравнения теплопроводности была представлена трехмерная модель распределения температуры в разные периоды года. Можно сделать вывод о том, что тепловое поле влияет на механические свойства грунта. По результатам анализа можно создать определённые условия для обеспечения необходимой несущей способности многолетнемерзлого грунта. В исследовании

были рассмотрены два случая: моделирование двухколонной опоры на всю глубину опоры и моделирование двухколонной опоры с опорным основанием 0,8 м. На рисунке 1 (а,б,в,г) представлены результаты расчета температурного поля в поперечном сечении моделируемой области вокруг опор газопровода в разные периоды года.

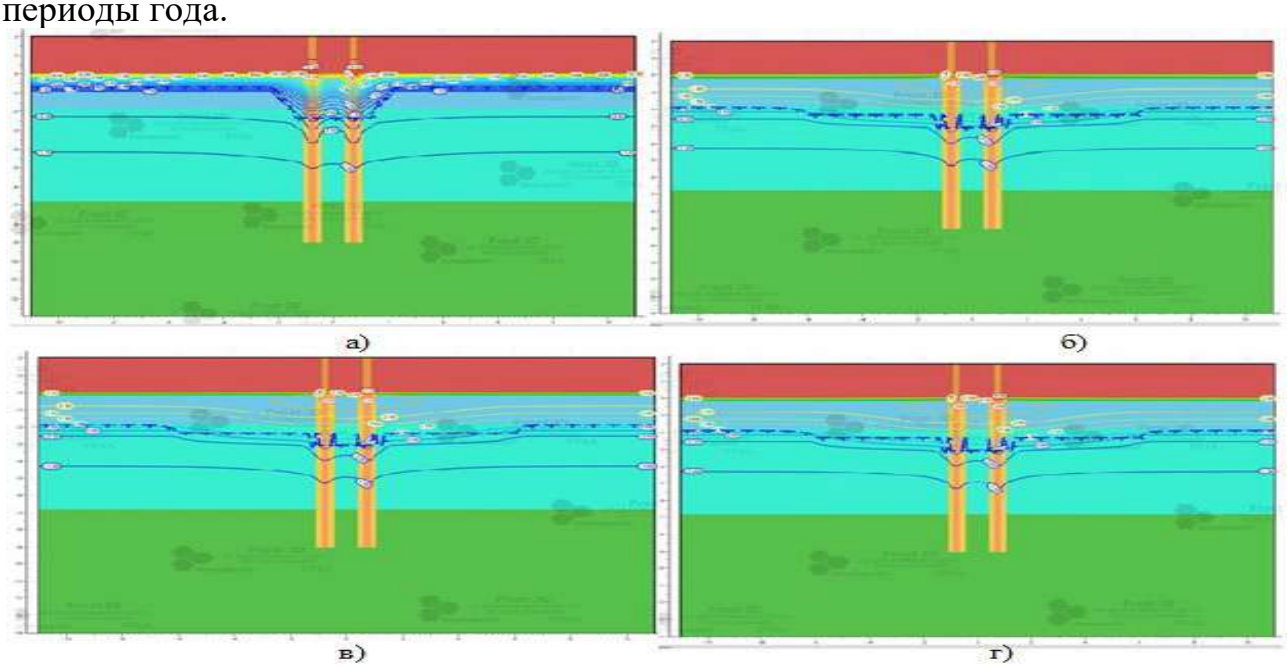


Рисунок 1 – Результат расчета теплового поля в виде изолиний температуры в поперечном сечении опорной зоны моделирования на всю глубину залегания

Опора оказывает значительное влияние на состояние грунта, что, в свою очередь, влияет на пропускную способность и надежность трубопровода. Это явление может привести к аварийным ситуациям с тяжелыми экономическими, логистическими и экологическими последствиями, поэтому решение проблемы теплового взаимодействия опоры трубопровода и многолетней мерзлоты является актуальной задачей.

Один из способов решить эту проблему - использовать радиатор в качестве опоры для уменьшения теплового воздействия на многолетнюю мерзлоту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Aksenov, V.I., Kistanov, O.G. Estimation of resistance components to an axial load on piles embedded in permafrost. Soil Mech Found Eng 45, 71–75 (2008). https://doi.org/10.1007/s11204-008-9001-4
2. Qin, D. H., Ding, Y. H., & Wang, S. W. (2002). A study of environment change and its impacts in western China. *Earth Science Frontiers*, *9*(2), 321-328.
3. Wu, Y. P., Su, Q., Guo, C. X., Zhu, Y. L., Zhang, L. X., & Zhao, S. Y. (2006). Nonlinear analysis of ground refreezing process for pile group bridge foundation in permafrost. *China Civ. Eng. J.*, *39*(2), 78-84.
4. Глухова З. Р и Харрис Н. А. Экспериментальное обоснование принципа строительства и эксплуатации наземного газопровода методом самонагрузки на морозе (Уфа: Нефтегазовый бизнес) том 18 глава 2, 2019, с. 94-104

УДК 697.9

АПРОБАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ОБЪЕМА И ВРЕМЕНИ ОПОРОЖНЕНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ НЕФТИ САМОТЕКОМ В РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК

И.Р. Шамсутдинов
УГНТУ, г. Уфа

Эксперимент проведен в лаборатории математического моделирования и разработки программного обеспечения в НТЦ ООО «НИИ Транснефть» в блоке с изменяемой геометрией (БИГ), который смонтирован на основании патента RU 2678712 C1 Чужинова С.Н., Фридлянда Я.М. и др.

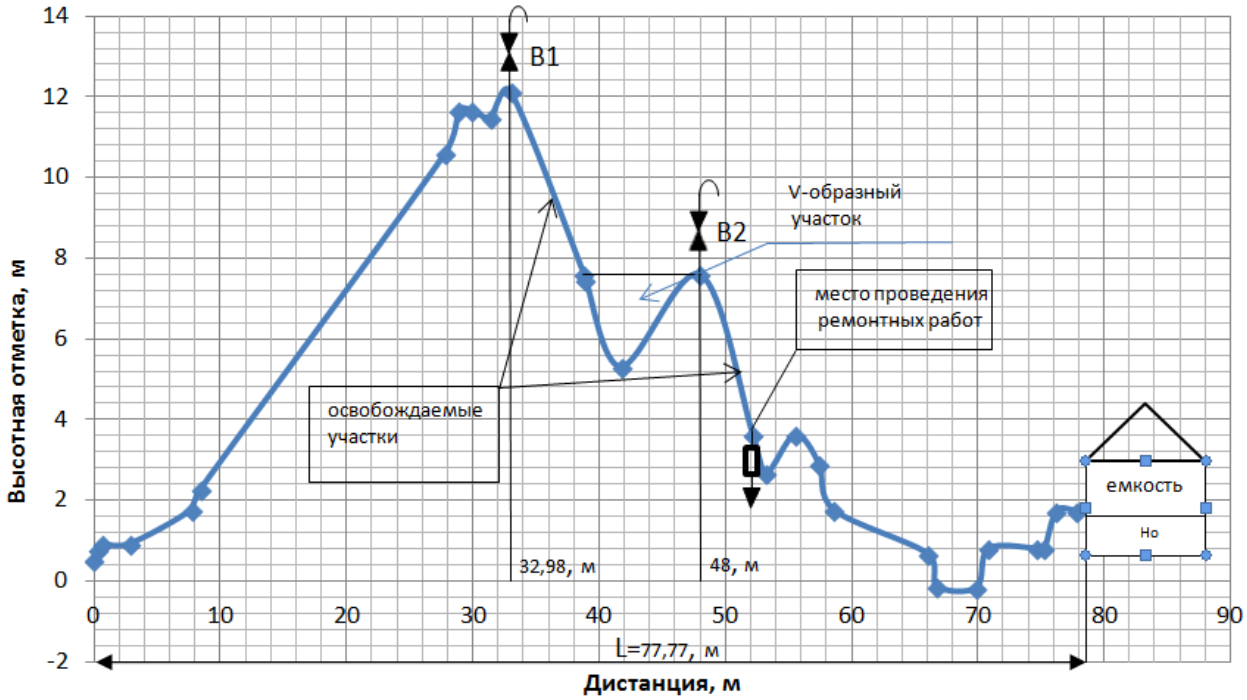


Рисунок 1 – Профиль БИГ для угла наклона 23 градуса

Для рассмотренного примера при БИГ для угла наклона 23 градусов, выполнен расчет времени и объема по предложенной методике при опорожнении трубопровода до дистанции 52,15 метров [1].

В результате расчета по разработанной математической модели получены следующие данные:

– $V_м$ - объем опорожненной воды - 0,0775 м^3;

– $t_м$ - время на опорожнение трубопровода от воды - 10,75 с.

Профиль БИГ для уклона 23 градусов. Трубопровод заполняем жидкостью (водой) с расходом 46 м^3/ч, вытесняя воздух в трубопроводе. Давление на выходе насосного агрегата 0,08 МПа, частота насоса 25 Гц.

Для того, чтобы измерить время и объем опорожненной воды на дистанции 52,15 м, после стабилизации давления в трубопроводе открываем вантуз В1 (высотная отметка которого равна 12,12 м, дистанция 32,98 м), при этом по мере поступления воздуха, жидкость в трубопроводе освобождается и доходя до второй перевальной точки (высотная отметка которого равна 7,59 м, дистанция 48 м), открываем вантуз В2. После того как жидкость опорожниться до дистанции 52,15 м, закрываем кран перед емкостью и зафиксируем время опорожненной воды.

Сравнение результатов, полученных по предложенной методике с учетом изменения уровня взлива и полученных экспериментальным путем, показывают, что погрешность по объему и времени соответственно равны в среднем 3,15 % и 7,9 %. Также нужно отметить, что на полученный экспериментальным путем результат, повлияли погрешности, связанные с человеческим фактором, вызванные с неточным отсчетом показаний времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареев М.М., Шамсутдинов И.Р. Расчет объемов и времени освобождения от нефти участков магистральных нефтепроводов самотеком в резервуарный парк / Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 5-6. С. 13 –18.

692.4.053

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИК ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТА ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Шепилев
ГРУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

В работе выполнен анализ методик проведения расчета толщины стенки морских трубопроводов по следующим нормативным документам: СП 378.1325800.2017 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства; ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования; НД № 2-020301-007 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов; СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*; ISO 13623-2017 Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems; EN 14161-2011 Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems; PD 8010-2:2004 Code of practice for pipelines – Part 2: Subsea pipelines; ASME B31.8 Gas transmission and distribution piping systems; ASME B 31.4-2019 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries; API RP 1111-2009 Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design).

По результатам анализа было выявлено, что полученные значения толщин стенок демонстрируют значительную разницу в величинах. Полученные значения интегрального коэффициента надежности для выбранных условий расчета варьировались в промежутке от 0,433 до 0,744 в зависимости от принятого нормативного документа (рисунок 1).

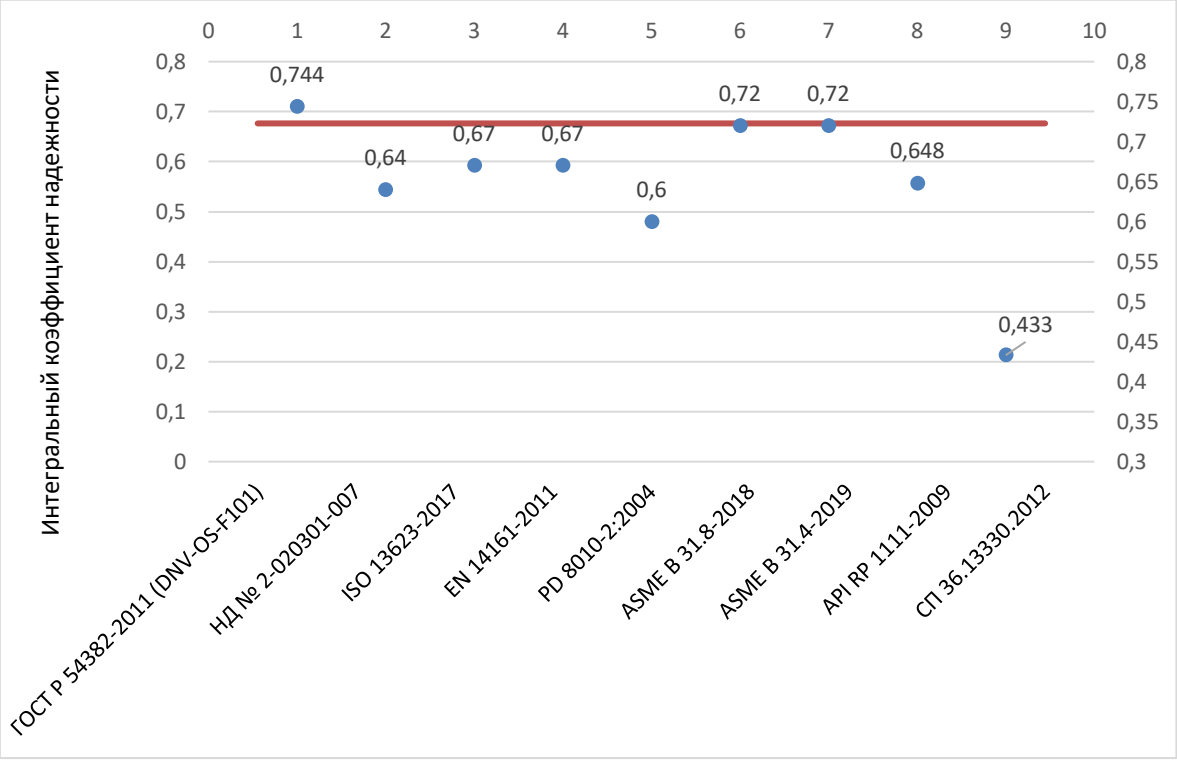


Рисунок 1 – Значения интегральных коэффициентов надежности

Провести расчет по СП 378.1325800.2017 не представляется возможным ввиду ряда содержащихся в нем ошибок относительно формулы Барлоу, при этом он входит в перечень документов, подлежащих применению на добровольной основе, и, таким образом, расчет, выполненный по данному документу, согласно Федерального закона N 184-ФЗ является достаточным условием соблюдения требований технических регламентов.

Сделан вывод о том, что на сегодняшний день действующая нормативная документация не дает возможности однозначно рассчитать толщину стенки морского трубопровода. Наличие в формулах множества частных коэффициентов надежности, не совпадающих между различными нормативными документами, создает определенные трудности при проведении прочностных расчетов и оценке соответствия полученных по различным нормативным документам результатах [1-2].

Метод предельных состояний, исходя из существующих требований нормативной документации в области трубопроводного транспорта, не обеспечивает получение оптимальной величины толщины стенки, с одной стороны гарантирующей необходимый уровень безопасности, с другой стороны рациональное расходование материально-технических ресурсов.

С учетом условий пролегания морских трубопроводов, метод допускаемых напряжений, устанавливающий единый интегральный коэффициент надежности, учитывающий все неопределенности и допуски, принимаемые при расчете конструкции на прочность и устойчивость, обеспечивает достаточный запас надежности по отношению к аварийным нагрузкам или незапланированным условиям эксплуатации, гарантирует отсутствие избыточного запаса прочности по причине дублирования требований к надежности и является более удобном с точки зрения практического применения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Г.Г., Леонович И.А. Исследование влияния коэффициентов надежности на расчетные толщины стенок магистральных трубопроводов нефти и газа / Г.Г. Васильев, И.А. Леонович // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 1. – С. 5-13.

2. Сахневич А.Н., Степанов П.П., Бутовка А.Н., Насирова А.А. О внесении изменений в СП 36.13330.2012 «Магистральный трубопроводы» в части назначения коэффициента надежности по материалу. Трубопроводный транспорт: теория и практика. №1. 2021. С. 6-9.

УДК 628.147.22

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ АКТИВНОСТИ ЗЕМЛИ НА РАБОТУ СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

В.И. Шухтина, И.А. Алефиров
УГТУ, г. Ухта

В настоящее время происходит увеличение протяженности трубопроводных систем, которые находятся в более высоких широтах и в грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением.

Блуждающие токи вызывают коррозию металлических предметов, которые находятся под землёй, или соприкасаются с поверхностью земли. Возникает электрохимическая коррозия и приводит в состояние непригодности металлические конструкции, если утечка блуждающих токов происходит постоянно.

Источники блуждающих токов можно разделить на две группы: классические (техногенного характера) и неклассические (природного характера). При этом часть источников блуждающих токов может действовать без прямого токообмена между металлом трубопровода и грунтом, а разность потенциалов возникает за счет явления электромагнитной индукции [1].

При разнообразии магнитных возмущений в разных местах Земли, каждая обсерватория имеет таблицу, разработанную таким образом, чтобы обеспечить в среднем одинаковые показатели на протяжении длительного временного интервала.

Геомагнитной активностью называют возмущения геомагнитного поля, которые возникают в результате резких изменений в существующих токовых системах в магнитосфере и ионосфере Земли или образования новых токовых систем.

Для количественной оценки геомагнитной активности, вызываемой воздействием солнечного ветра на Землю, применяются различные индексы. Они опираются на данные, полученные с помощью магнитометров, размещенных в магнитных обсерваториях. Эти приборы обладают высочайшей чувствительностью к изменениям магнитного поля Земли, а измерения представлены в нанотеслах.

На основании уже имеющихся индексов делаются прогнозы геомагнитной активности, которые распространяются на различных сайтах и в приложениях для мобильных устройств.

Существующие индексы геомагнитной активности условно можно разделить на три группы:

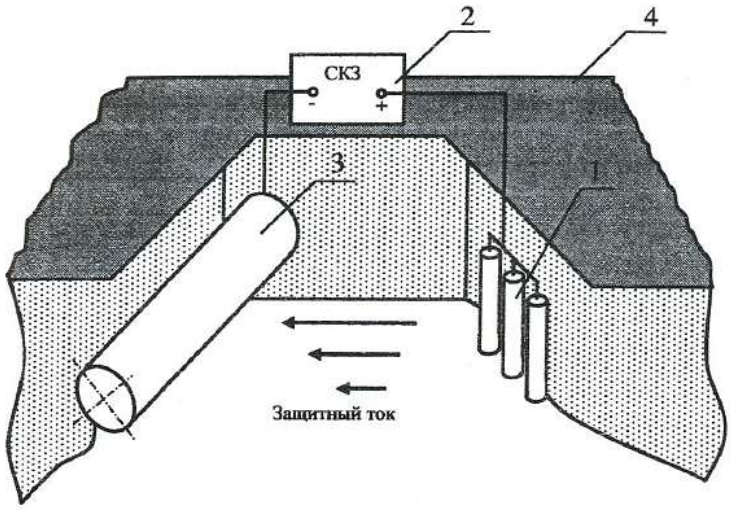
- Локальные индексы (точка измерений), по результатам данных с одной точки измерения, говорящие о величине локальной по территории геомагнитной возмущенности: C, K индексы.
- Планетарные индексы (совокупность по точкам измерений), по результатам совокупных измерений: Kp, ap, Ap, am, Am, aa, Aa.
- Индексы по источникам возмущений, отражающие интенсивность магнитной возмущенности от вролне определенного источника: Dst, AE, PC.

Геомагнитно-индуцированный ток, это последствие, которое представляет большой интерес, так как может привести к ухудшению работы электроустановок, сбоям, выходу из строя и развитию аварий.

Для обеспечения защитного потенциала используются специальные методы и системы. Одним из основных методов является катодная защита. (рисунок 1).

Защитный потенциал трубопровода представляет собой разницу электрического потенциала между трубопроводом и окружающей средой. Как правило, он измеряется в милливольтах (мВ). Оптимальный уровень защитного потенциала обеспечивает защиту от коррозии и механических повреждений, а также продлевает срок службы трубопровода.

Катодная поляризация подземных газонефтепроводов осуществляется с помощью наложенного тока от внешнего источника электроэнергии, обычно выпрямителя, который преобразует переменный ток промышленной частоты в постоянный [2].



1 – анодное заземление; 2 – станция катодной защиты (источник тока);
3 – трубопровод; 4 - грунт

Рисунок 1 – Принципиальная схема электрохимической защиты подземного трубопровода

Определение потенциальной угрозы источника блуждающих токов и применение профилактических мер по обеспечению безопасности трубопроводов тесно связаны с неотъемлемым этапом – идентификацией типа блуждающих токов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Захаров Д.Б., Об оценке коррозионного воздействия ЛЭП на подземный трубопровод при их пересечении / Д.Б. Захаров, П.А. Яблучанский, А.В. Титов // Территория нефтегаз, 2013. – Т.7. – С. 319 – 323.

2. Агиней Р. В., Противокоррозионная защита газонефтепроводов. в 3 ч. Ч 1. Электрохимические методы защиты [Текст]: учеб. пособие / Р.В. Агиней, А.С. Кузьбожев, Ю.В. Александров. – Ухта: УГТУ, 2009. – 235 с: ил.

УДК 197.5.5+620.193]:622.276.05

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Н.А. Юрасов
УГТУ, г. Ухта

На сегодняшний день защита магистральных трубопроводов от коррозии является одной из важнейших задач в нефтегазовой отрасли. Коррозия утончает его стенки трубопровода приводя к авариям и утечкам транспортируемого продукта. Последующее осуществление капитального ремонта и возобновление работы магистрального нефтегазопровода затрачивает много средств и времени.

Современные методы противокоррозионной защиты достаточно разнообразны, но наиболее эффективным методом является сочетание пассивной и активной противокоррозионной защиты.

В данной работы выполнен анализ эффективности станций катодной защиты при разных температурных и влажностных показателях грунта. Исходя из этого было выяснено, что сопротивление грунта между трубой и анодом может меняться в широких пределах в зависимости от состава и внешних условий, основными из которых являются влажность и температура. Наиболее резкие колебания удельного сопротивления наблюдаются в верхних слоях земли, которые зимой промерзают, а летом высыхают (рисунок 1). Но в зависимости от типа грунта более глубокие слои грунта могут подвергаться большим перепадом температур в течении года. При понижении температуры воздуха от 0 до -10°С удельное сопротивление грунта на глубине 0,3 м увеличивается в 10 раз, а на глубине 0,5 м - в 3 раза. В соответствии с [1], чем выше удельное сопротивление грунта, тем ниже коррозионная опасность грунта.

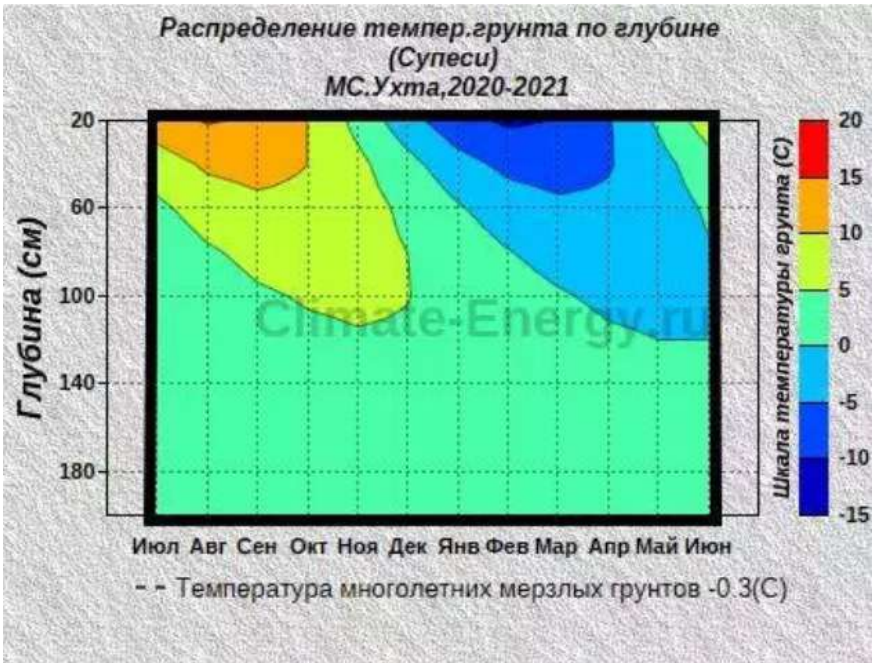


Рисунок 1 – График распределения температур грунта по глубине в районе г. Ухта

Также в течении года значительно меняется влажность грунта. Причём при увеличении влажности грунта до 11-13% вследствие подъема грунтовых вод или

осадков, коррозионная активность будет увеличиваться, а при увеличении свыше 20-25% - начнёт снижаться (рисунок 2). Наиболее опасной для стали является переменная влажность, при которой влага и кислород могут воздействовать на поверхность магистрального трубопровода одновременно.

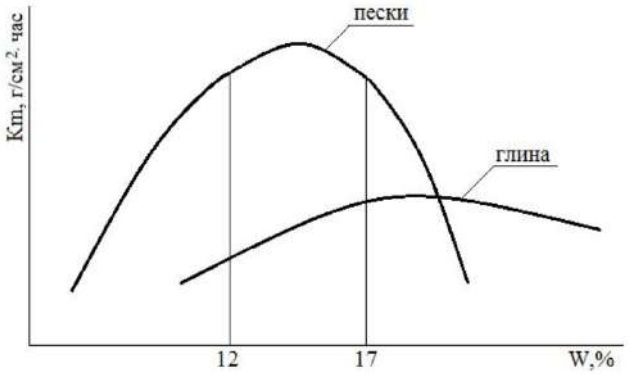


Рисунок 2 – Зависимость установившейся скорости коррозии от влажности и типа грунта

На этапе эксплуатации магистрального трубопровода возникает ряд проблем существенно снижающих эффективность СКЗ. Регулировка работы СКЗ осуществляется дистанционно оператором изменением силы тока защиты. Выбор защитного потенциала делается на основе измерений электрода сравнения. При слишком отрицательно большом потенциале происходит потеря электроэнергии на перезащиту нефтегазопровода, а также потеря адгезии противокоррозионной изоляции, состоящей из полимерного покрытия. При слишком отрицательно малом значении потенциала происходит коррозия. Поэтому оператору необходимо постоянно корректировать работу СКЗ.

В целях предотвращения потерь электроэнергии и выбора оптимального режима работы СКЗ, их необходимо оснащать системами саморегулирования с датчиками влажности и температуры грунта. Их следует размещать попарно на протяжении всего участка трубопровода, на который подаётся ток от станций катодной защиты. Шаг размещения пар датчиков должен быть выбран исходя из средней длины защитной зоны. Этот параметр зависит от типа СКЗ. Изменения свойств грунта в течении всего года будут отслеживаться в реальном времени, благодаря чему система саморегулирования будет изменять силу защитного тока без участия оператора. Вычисление силы защитного тока будет производиться на основе наиболее коррозионноопасных показаний одного из датчиков. Каждая группа датчиков связана со своей станцией катодной защиты, которую она регулирует, а также с автоматизированным рабочим местом оператора. Это позволит исключить фактор человеческой ошибки и значительно увеличит точность и эффективность работы СКЗ, посредством снижения расхода электроэнергии на перезащиту. Благодаря данным с датчиков можно будет составить карту изменения температуры и влажности грунта на протяжении всего участка трубопровода, что поможет в дальнейшем улучшить настройку СКЗ и выявить потенциально опасные, обводняемые участки газонефтепровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. и др. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: учебник – Москва; Недра, 1978. -199 с.

УДК 315.1:622.691.4

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВЛИЯНИЯ ВЛ

К.Э. Ядрихинская, О.Н. Ракито
УГТУ, г. Ухта

В условиях реального времени проблема появления питтинговой коррозии трубопровода, попадающего под воздействие воздушных линий электропередач, занимает лидирующие позиции в нефтегазовой промышленности. Переменный ток, создающий на поверхности стального трубопровода наведенный потенциал, по закону электромагнитной индукции, оказывает негативное влияние на целостность материала и как следствие на безопасность эксплуатации трубопровода. Такого рода воздействие на трубопровод может возникать в случаях: параллельного следования, пересечения, а также в местах сближений и удалений трубопровода и ЛЭП.

Электромагнитное влияние ВЛ на трубопровод может происходить при двух режимах работы ВЛ: нормальном (длительный режим), аварийном (кратковременный режим – короткое замыкания одной фазы на землю).

Согласно ГОСТ 9.602-2016 и СТО Газпрома 9.0-001-2009 основным критерием наличия опасного влияния ЛЭП на подземный трубопровод является плотность тока утечки с дефекта в защитном покрытии. При этом существующие методики позволяют нам оценить величину плотности тока, однако для ее вычисления необходимо знать напряжения прикосновения, для нахождения которого мы вычисляем комплекс продольной электродвижущей силы индукции, наведенной на исследуемом интервале, он определяется выражением:

$$\varepsilon = Z \cdot I \cdot l,$$

Зная значения комплекса ЭДС индукции, производим расчет комплекса напряжения прикосновения, наведенного на трубопровод в точке x, имеет следующий вид:

$$U(x) = \sum_{i=1}^{N} \varepsilon_i \cdot P_i \ ,$$

И в завершении расчета оценки влияния ВЛ на газопровод находим плотность тока утечки с дефекта:

$$j = \frac{2{,}548 \cdot U \cdot k_p}{\rho \cdot d},$$

Полученные значения плотность тока утечки с дефекта представлены на графике (рисунок 1).

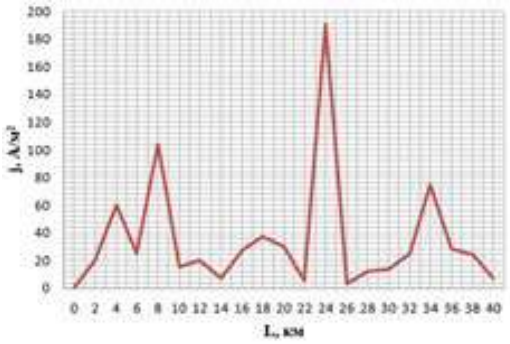


Рисунок 1 – Плотность тока утечки с возможных дефектов в защитном покрытии газопровода-отвода на участке сближения

На основании результатов расчета, мы можем сделать вывод что величина максимальной плотности тока утечки на участке параллельного следования газопровода и ВЛ, является коррозионно-опасной для трубопровода и должна быть снижена до уровня ниже 10 А/м^2.

С целью выполнения показателей плотности тока утечки не превышающих максимально допустимых значений выполним подключение на трубопровод УЗТ представляющее собой элемент системы электрохимической защиты трубопроводов от коррозии и выполняющее следующие функции: осуществляет отвод тока от трубопровода через заземлители, позволяет произвести замеры отводимого переменного тока, кроме того УЗТ в полной мере предупреждает утечку защитного потенциала ЭХЗ. Таким образом, УЗТ не только обеспечивает эффективную защиту от коррозии трубопроводов, но и предоставляет важные данные для мониторинга и оптимизации работы системы. Подключение УЗТ значительно повышает надежность и безопасность системы электрохимической защиты, обеспечивая соблюдение всех необходимых параметров и требований в области плотности тока утечки.

Итогами выполненных вычислений плотности тока утечки после установки устройства защиты трубопровода на исследуемом участке, стал график представленный ниже (рисунок 2)

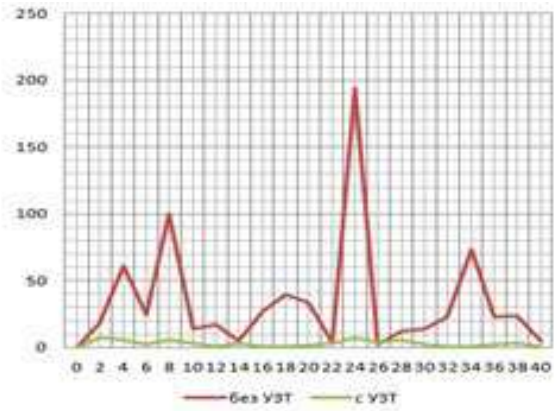


Рисунок 2 – Плотность тока утечки на участке сближения ВЛ и трубопровода после установки УЗТ

В результате проведенного комплекса мероприятий опасное воздействие ВЛ на газопровод-отвод на ГРС г. Калязин снизится до безопасных значений плотности тока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Goidanich, S.; Lazzari, L.; Ormellese, M. AC corrosion – Part 1: Effects on overpotentials of anodic and cathodic processes. Corros. Sci. 2010, 52, 491–497, doi:10.1016/j.corsci.2009.10.005.
2. Мюльбаер А. А. Влияние воздушных линий переменного тока на стальные трубопроводы // ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ - ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ. – 2014. -№ 31. – С. 45-52.
3. Фуркин А.В., Третьякова М.В., Агиней Р.В. Лабораторные исследования влияния протекающего по трубопроводу электрического тока на значения потенциала «труба–земля» // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. 2011. №3 (25). С. 24–27.

УДК 620.192

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ ВИБРАЦИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ СТЕНОК ТРУБОПРОВОДОВ

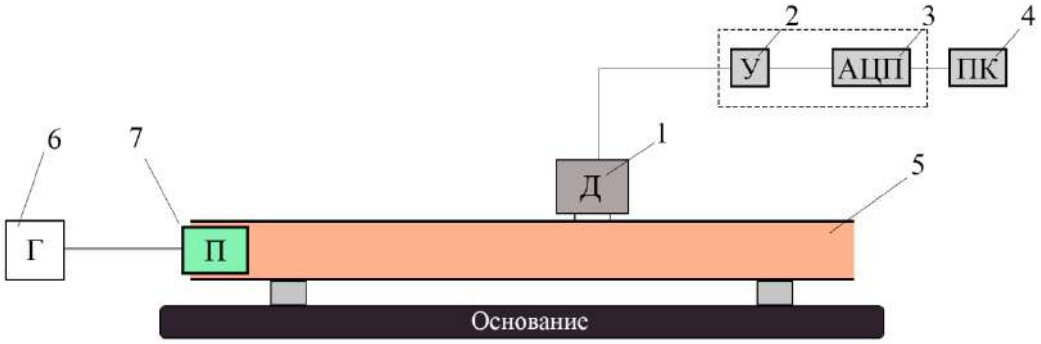
И.Д. Якупова
КГЭУ, г. Казань

Надежность энергетических трубопроводов является приоритетной задачей в нефтегазодобывающей отрасли. Техническая диагностика трубопроводов позволяет решать эту задачу, для чего необходимо своевременно и грамотно проводить неразрушающий контроль.

Среди различного множества методов технической диагностики особо можно выделить метод колебаний, позволяющий с минимальными затратами оценить техническое состояние трубопроводов [1].

При применении метода колебаний производится оценка параметров как свободных, так и вынужденных колебаний объекта, таким образом, метод колебаний подразделяется на несколько индивидуальных методов, в работе будет рассмотрено применение вынужденных колебаний на резонансной частоте. Таким образом получена возможность исследовать зависимость резонансных колебаний оболочки трубопровода по его длине от наличия или отсутствия бракованных участков [2].

Для реализации экспериментальной части работы применялась разработанная экспериментальная установка, блок-схема которой показана на рисунке 1.



1 – пьезоэлектрический датчик; 2 – усилитель; 3 – аналогово-цифровой преобразователь; 4 – персональный компьютер; 5 – исследуемый трубопровод; 6 – генератор низких частот; 7 – пьезоэлектрический вибропреобразователь
Рисунок 1 – Экспериментальная установка для исследования вибрационных колебаний в трубопроводе

В качестве объекта исследования использовалась стеклопластиковая труба диаметром 63 мм. Труба 5 свободно укладывается на опоры основания, в ней с помощью пьезоэлектрического преобразователя 7 возбуждаются вынужденные

колебания, частота которых регулируется генератором низких частот 6. При этом происходит колебание стенок трубопровода на этой частоте. Измерения параметров колебаний происходи с применением пьезодатчика 1, вибросигнал с которого усиливается в усилителе 2 и преобразованный в АЦП 3 поступает в компьютер 4. Здесь производится запись сигнала с возможностью последующей обработки [3].

Регистрация полезного сигнала проводились с применением прецизионного пьезоэлектрического датчика KD-35.

При проведении экспериментов проводилась подготовка, настройка и регулировка применяемых в экспериментальной установке аппаратуры и вспомогательного оборудования: датчиков и преобразователей колебаний. Калибровка пьезометрического датчика KD-35 проводилась на специальном вибрационном стенде для калибровки пьезоэлектрических датчиков [4].

В стенках трубы генерировались вынужденные колебания, имеющие частоту 4926 Гц. Сканирование поверхности стеклопластиковой трубы производилось с шагом 10 мм. В каждой точке производилось измерение амплитуды колебаний поверхности трубы. В зоне дефекта происходило уменьшение амплитуды вследствие диссипации энергетической составляющей колебания из-за неоднородности материала [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Vankov Yu V and Kondrat'ev A E, 2004 Pribory i Sistemy Upravleniya (2) 45-53
2. Gaponenko, S. O. Low-frequency Vibro-acoustic Method of Determination of the Location of the Hidden Canals and Pipelines / S. O. Gaponenko, A. E. Kondratiev, A. R. Zagretdinov // 2nd International Conference on Industrial Engineering (ICIE-2016), Chelyabinsk, 19–20 мая 2016 года. – Chelyabinsk: Elsevier Ltd, 2016. – P. 2321-2326. – DOI 10.1016/j.proeng.2016.07.312. – EDN XNKLCK.
3. Gaponenko, S. O. Device for Calibration of Piezoelectric Sensors / S. O. Gaponenko, A. E. Kondratiev // International Conference on Industrial Engineering, ICIE 2017, Saint-Petersburg, 16–19 мая 2017 года. – Saint-Petersburg, 2017. – P. 146-150. – DOI 10.1016/j.proeng.2017.10.451. – EDN XNXDGR.
4. Установка для калибровки пьезоэлектрических датчиков / С. О. Гапоненко, А. Е. Кондратьев, Е. Е. Костылева, А. Р. Загретдинов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – № 7-8. – С. 79-86. – EDN XHXWOP.
5. Acoustic-resonance method for control of the location of hidden hollow objects / S. A. Nazarychev, S. O. Gaponenko, A. E. Kondratiev, R. Z. Shakurova // Journal of Physics: Conference Series : Scientific Technical Conference on Low Temperature Plasma During the Deposition of Functional Coatings, Kazan, 05–08 ноября 2018 года. Vol. 1328. – Kazan: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012054. – DOI 10.1088/1742-6596/1328/1/012054. – EDN MWGTLI.

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

УДК 69.05

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ С ПОМОЩЬЮ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Р.Р. Абдракипов
УГНТУ, г. Уфа

В Российской Федерации существенный всплеск интереса к технологиям информационного моделирования связан с вынесением вопроса применения BIM (с английского Building Information Modeling) на государственный уровень. 29 декабря 2014 года глава Минстроя М.А. Мень подписал приказ «Об утверждении плана поэтапного внедрения технологий информационного моделирования в области промышленного и гражданского строительства» [1].

Мировое потребление энергии и ресурсов увеличивается с каждым годом, и вопросам энергетики и окружающей среды уделяется особое внимание. Реконструкция существующих зданий и сооружений дает возможность экономить ресурсы, что соответствует концепции устойчивого развития. Использование информационной модели объекта при реконструкции нефтегазовых объектов по средствам использования лазерного сканирования позволяет быстро и более точно получать необходимые данные, что сокращает длительность этапа подготовки работ. Также исключается необходимость в проведении повторных натурных замеров, в расчёте объемов планируемых работ и т.п.

Информационное моделирование зданий как передовая компьютерная технология все чаще применяется в новых строительных проектах, но до сих пор редко используется в проектах реконструкции. Реализация проекта реконструкции вызывает ряд специфических проблем, связанных с техническими, организационными, информационными особенностям таких проектов [2].

Необходимость внедрения BIM-технологий в нефтегазовую отрасль продиктована множеством факторов. Во-первых, информационное моделирование позволяет эффективно осуществлять планирование и реконструкцию – это происходит за счет сочетания данных лазерного сканирования, реальных и архивных данных для формирования контекстной модели, существующей природной и искусственной среды. Во-вторых, с помощью BIM-технологии можно четко осуществлять концептуальное проектирование, анализ, с последующей детализацией и выпуском документации. В-третьих, на этапе строительства современный подход помогает оптимизировать сроки благодаря доступу поставщика и подрядчика к данным логистики строительных работ. И наконец, данные BIM участвуют в

эксплуатации и обслуживании готовых объектов; их можно также использовать в будущем для оперативной реконструкции или для демонтажа.

При ознакомлении с технологией информационного моделирования, уровнем его развития в Российской Федерации, можно сделать вывод, что, несмотря на практическое применение метода наземного лазерного сканирования для обследования отдельных объектов и информационного моделирования в целом, в России, на сегодняшний день, отсутствуют какие-либо официальные методики выполнения подобных работ и отраслевая нормативная документация.

В реконструкции нефтегазовых объектов есть ряд уникальных задач, в которых применение информационного моделирования и лазерного сканирования становится крайне необходимым, это касается, во-первых, сложных конструкций со множеством контрольных параметров и во-вторых, если необходимо осуществить сплошной контроль всего этапа строительства.

В данной работе рассмотрен вариант оптимизации процессов проектирования и реализации проекта существующего нефтегазового объекта с применением информационного моделирования на базе отечественных программных продуктов, выполнена оценка эффективности проекта по сравнению с традиционными методами реализации подобных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Скворцов, А.В. Модели данных BIM для инфраструктуры [Текст] / А.В. Скворцов // САПР и ГИС автомобильных дорог. – 2015. – №1 (4). – С. 16-23.
2. Коршунова Е.М., Тарануха Н.Л., Боршова П.А., Коршунов А.Ф. Интеллектуальные системы в производстве. 2020. Т. 18. № 3. С. 53-57. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44115777

УДК 519.87

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРИЗАЦИИ КОМПОЗИЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.И. Акимов, Н.Г. Марченкова, А.С. Колбинцева
Филиал Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге

В данной работе составлена математическая модель процесса полимеризации. Составлена математическая модель проблемы «теплообмена и массообмена». В фазе нагрева решается при $d_k = 0$. В фазе стабилизации температуры решается при $d_k \neq 0$. В фазе остывания решается при $d = 0$ и $W_k(r_k, \tau) = 0$. Используются «численные методы». Исследуется процесс полимеризации как трехточечное уравнение. Для решения данной задачи используется метод «прогонки». Исследуется решение по радиальной схеме. Разграничиваются зоны жидкой и твердой среды.

Композиционные конструкции – это материалы пятого поколения.

Актуальность заключается в том, что они в разы легче стали, но не уступают им по характеристикам, а по некоторым позициям превосходят их.

Составим математическую модель проблемы «теплообмена и массообмена».

$$\frac{\partial U_k(r_k,\tau)}{\partial \tau} = a_{gk}^2\left(\frac{\partial^2 U_k(r_k,\tau)}{\partial r_k^2} + \frac{1}{r_k}\cdot\frac{\partial U_k(r_k,\tau)}{\partial r_k}\right) + \sigma\frac{c_{mk}}{c_{gk}}\frac{d_k}{1-d_k}\frac{\partial m_k(r_k,\tau)}{\partial \tau} + W_k(r_k,\tau),$$

$$\frac{\partial m_k(r_k,\tau)}{\partial \tau} = a_{mk}^2(1-d_k)\left(\frac{\partial^2 m_k(r_k,\tau)}{\partial {r_k}^2} + \frac{1}{r_k}\cdot\frac{\partial m_k(r_k,\tau)}{\partial r_k}\right), (k = 1,2,...,N) \quad (1)$$

при $W_k(r_k,\tau) = \frac{q_y(r_k,\tau)}{C\cdot g}$.

В этапе подъема температуры – (1) определяется как $d_k = 0$.

В этапе температурного режима – (1) определяется как $d_k \neq 0$.

В этапе температурного спада – (1) определяется как $d = 0$ и $W_k(r_k,\tau) = 0$

Используем «численные методы».

$$\frac{\partial U_j}{\partial \tau} = a_{gj}^2\frac{1}{r_j}\frac{\partial}{\partial r_j}\left(r_j\frac{\partial U_j}{\partial r_j}\right) + W_j; \quad (2)$$

$$\frac{\partial m_j}{\partial \tau} = a_{mj}^2\frac{1}{r_j}\frac{\partial}{\partial r_j}\left(r_j\frac{\partial m_j}{\partial r_j}\right). \quad (3)$$

Исследуем как трехточечное уравнение

$$A_i U_{i-1}^{k+1} - C_i U_i^{k+1} + B_i U_{i+1}^{k+1} = -F_i. \quad (4)$$

Используем метод «прогонки» [1].

Исследуем по радиальной схеме уравнения вида.[2]

$$\frac{1}{c}\cdot\frac{\partial m_k(r,\tau)}{\partial\tau}=\frac{\partial^2 m_k(r,\tau)}{\partial\tau^2}+\frac{1}{r}\cdot\frac{\partial m_k(r,\tau)}{\partial r}+h_k(r,\tau);\qquad(5)$$

$\tau>0, R_{k-1}>r>R_k$ при k = 1,2,…, j ,…n;

$R_0(r,\tau)>r>\xi(\tau)$ − 1 (зона жидкой среды),

$\xi(\tau)>r>R_{n+1}(r,\tau)$ −2 (зона твердой среды).

Заменим переменную $m_\tau(r)$ в каждом поле $[R_k(r,\tau),\xi(\tau)]$ а $[\xi(\tau),\alpha\xi(\tau)]$ в области $\xi_i(\tau)\equiv\xi(\tau_j)$ компонентом $m_j(r,\tau),\tau\to\tau_j=\tau(\xi_j)$.

Получено решение в виде

$$m_k(r_k,\tau)=C_{mk}+D_{mk}\ln(r_k)+\sum_{n=1}^{\infty}\frac{M\left(\frac{\mu_{mn}}{c_{mk}}r_k\right)}{\sum_{k=1}^{N}\|M_k\|^2}\sum_{k=1}^{N}\frac{\lambda_{mk}}{c_{mk}^2}\int_{R_{k+1}}^{R_k}r_k\left[g_k(r_k)-\psi_{mk}(r_k)\right]\times$$

$$\times M\left(\frac{\mu_{mn}}{C_{mk}}r_k\right)dr_k e^{-\left(\mu_{mn}^2\tau\right)},\qquad(6)$$

при $C_{mk}=a_{mk}^2(1-d_k)$.

Используя данные уравнения (6), можно исследовать и найти решение уравнения (7).

$$\frac{\partial U_k(r_k,\tau)}{\partial\tau}=a_{gk}^2\left(\frac{\partial^2 U_k(r_k,\tau)}{\partial r_k^2}+\frac{1}{r_k}\frac{\partial U(r_k,\tau)}{dr_k}\right)+\sigma\frac{c_{mk}}{c_{dk}}\frac{d_k}{1-d_k}\frac{\partial m_k(r_k,\tau)}{\partial\tau}+W_k(r_k,\tau),\qquad(7)$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акимов А.И. Решения задачи массообмена на втором этапе полимеризации производства композиционных материалов в установках автоматического ведения технологического процесса аналитическим методом / А.И. Акимов, В.Н. Елисеев // Инженерная физика. – 2022. – № 6. – С. 3-6.

2. Акимов А.И. Исследования теплопередачи в многослойных цилиндрических изделиях в установках Шольца на этапе нагрева композиционных материалов / А.И. Акимов, В.Н. Елисеев // Инженерная физика. – 2022. – № 8. – С. 31-34.

УДК 621.642.39

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНКИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ДЕФЕКТОМ ТИПА «ВМЯТИНА»

В.А. Алексеев, М.Э. Дусалимов
УГНТУ, г. Уфа

Развитие точных методов расчетов позволило начать проектировать и строить огромные здания и сооружения, что привело к совершенствованию промышленности и увеличению производства. Однако, вопросы о долговечности данных конструкций и влияние дефектов, возникающих во время эксплуатации и ремонта, не рассматривались как приоритетные.

В классической теории дефекты делят на два вида «острые» (трещины, надрезы и т. д.) и «мягкие» (вмятины, выпучины и т. д.) дефекты. «Острые» более опасны из-за высокого риска разрушения. «Мягкие» не так широко исследованы, как «острые», и их ограничение касается только геометрических параметров. При этом не учитывалось влияние расположения таких дефектов, их формы, толщины стенки резервуара и т.д. Вышеперечисленные причины показывают, что «мягкие» дефекты недостаточно исследованы и есть возможность усовершенствовать методы их оценки.

В таблице 1 представлены допускаемые величины прогиба «мягких» дефектов на поверхности стенки резервуара, которые прописаны в нормативно-технической документации: РД 08-95-95, Руководство по безопасности, РД 23.020.00-КТН-0341-32 и т.д.

Таблица 1 – Допускаемые стрелы прогиба выпучин или вмятин на поверхности стенки вдоль образующей

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина стрелы прогиба выпучины или вмятины
До 1500 включительно	15
Свыше 1500 до 3000 включительно	30
Свыше 3000 до 4500 включительно	45

В настоящее время нормативно-техническая документация ограничивает дефект типа «вмятина» только по его геометрическим размерам. При этом не учитывается местоположение дефекта и геометрические размеры резервуара.

На основании этого было принято решение произвести расчет напряженно-деформированного состояния стенки резервуара, имеющий дефект типа «вмятина» в ПО ANSYS в зависимости от расположения и геометрических размеров дефекта, а также толщины стенки и размеров резервуара.

Расчет был произведен для вертикальных стальных резервуаров: РВС 5000 (D = 22,8 м), РВС 10000 (D = 33,4 м), РВС 20000(D = 45,6 м).

Геометрические размеры дефекта для всех перечисленных резервуаров:

высота 1500 и глубина прогиба 5, 10, 15 мм; высота 3000 мм и глубина прогиба 20, 25, 30 мм.

Обобщенные результаты расчета представлены на рисунках 1 и 2.

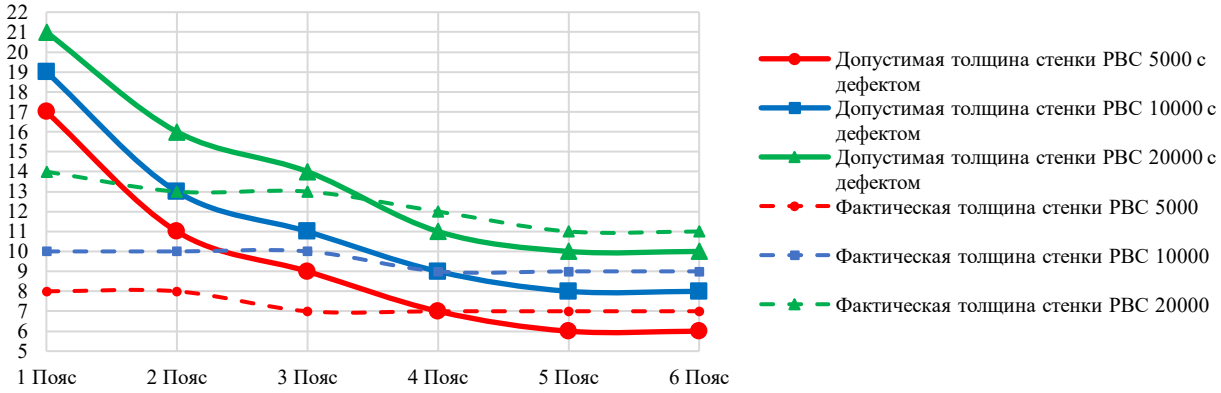


Рисунок 1 – Дефект с высотой 1500 мм

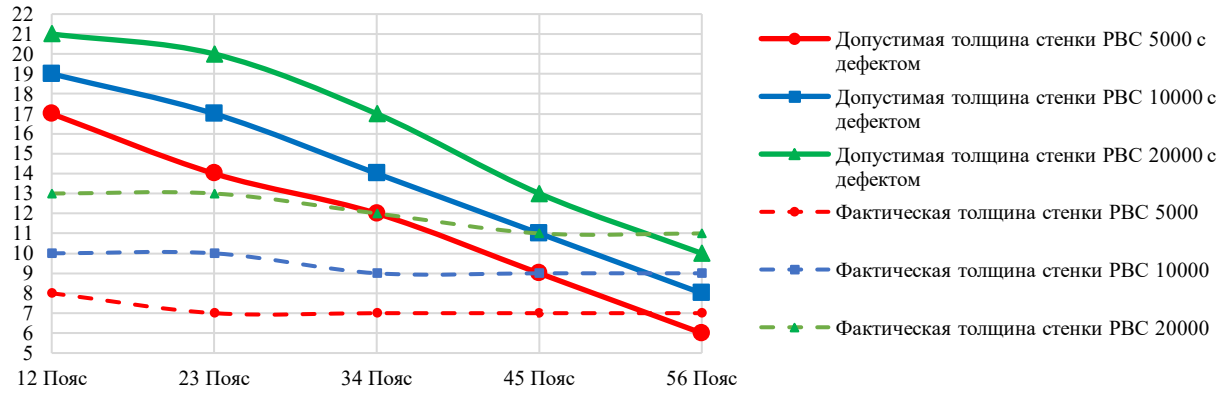


Рисунок 2 – Дефект с высотой 3000 мм

Результаты расчета свидетельствуют о том, что допуски на допустимые размеры дефектов, указанные в нормативно-технической документации, не охватывают все возможные вариации дефекта типа «вмятина». Следовательно, для более точного определения допустимых припусков необходимо произвести дополнительные численные и экспериментальные исследования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дусалимов, М. Э. Совершенствование уплотняющего затвора для резервуаров с плавающими крышами и технологии его монтажа: специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дусалимов Марсель Эдуардович. – Уфа, 2013. – 156 с.
2. Разработка параметров стационарных крыш с легкосбрасываемым настилом для вертикальных стальных резервуаров / М. Э. Дусалимов, И. Р. Каримов, И. И. Хасанов [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 2-3. – С. 40-45.
3. Дусалимов, М. Э. Разработка элементов к конструкции уплотняющего затвора плавающей крыши резервуара / М. Э. Дусалимов, Ф. М. Мустафин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 1. – С. 30-34.

УДК 62-752.8

СЕЙСМОЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМ С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ПНЕВМОПРУЖИН

И.З. Аллабердин
УГНТУ, г. Уфа

По данным Геологической службы США, ежегодно во всем мире происходит 14 000 землетрясений магнитудой 4 и более баллов, 700 из которых происходят в США и на Аляске. В России более восприимчивой зоной сейсмических опасностей является Восток, а именно северо-восток Сахалина. Кроме того, сейсмическая активность может проявляться и в тех регионах, в которых она ранее не наблюдалась, например, в 1994 и 1995 годах в Пермском крае произошли землетрясения магнитудой в 7 баллов [1].

Удары и воздействия в сейсмических районах играют исключительную роль в современной системе трубопроводного транспорта, в частности при перекачке продуктов по магистральным трубопроводам. Для защиты трубопроводов от сильных ударов и продольных воздействий целесообразно применять пассивные системы, как наиболее простые и экономически оправданные. Характерно, что упругодемпфирующие устройства, предназначенные для защиты от ударов и воздействий во время землетрясения, не обеспечивают полную защиту от перемещений из-за воздействий, так как для этого нужен значительный «ход» системы. Поэтому для защиты необходимо особые системы с большим ходом, для обеспечения соответствующего требования для эксплуатации. Одной из таких систем является система с квазинулевой жесткостью [2].

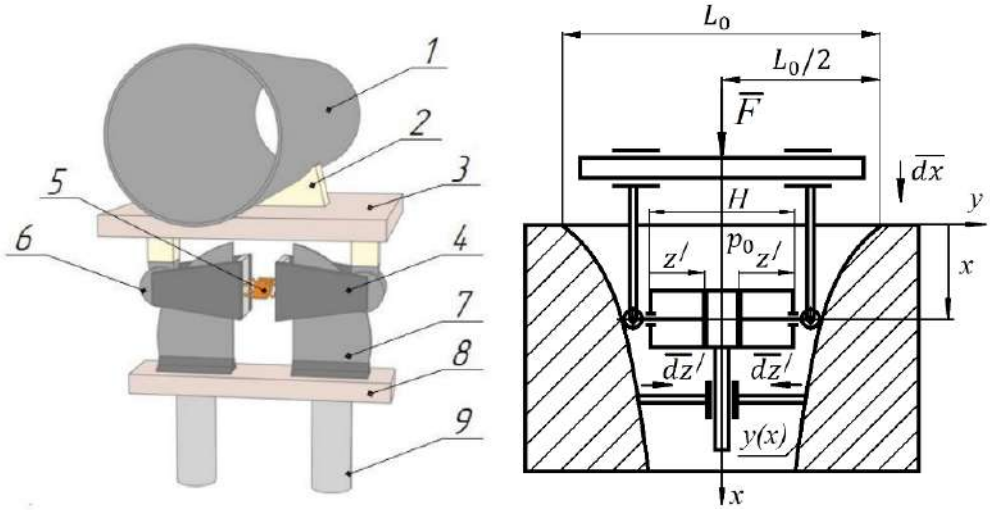
Согласно действующим нормативным документам, на участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов необходимо применять надземную прокладку. Сейсмические воздействия в виде сейсмических волн могут иметь любое направление в пространстве. Для расчета надземного нефтепровода должны рассматриваться сейсмические волны, действующие вдоль оси нефтепровода и по нормали к продольной оси нефтепровода, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях [1].

Защита трубопровода от продольных воздействий существует достаточно, чтобы защитить трубопровод в полной мере, но от поперечных сил, еще нужно разработать и проанализировать как в программных моделях, так и на стендах.

Существует несколько моделей с квазинулевой жесткостью, обеспечивающие большой «ход» конструкции. Одна из таких моделей – это конструкция сейсмоопоры с кольцевыми пружинами. Преимущества данной модели является защита не только от вертикальных воздействий, но также и горизонтальных сил. Недостатком, большие затраты на металл.

Модель конструкции с квазинулевой жесткостью при использовании линейных пружин была разработана студенткой УГНТУ в своей дипломной работе. При использовании пружин возникает большая проблема в их подборе, так как найти пружину с большой жесткостью очень сложно, а для больших трубопроводов и вовсе не возможно. Конструкция предоставлена на рисунке 1 (слева).

Для каждой новой местности необходимо будет устанавливать другую пружину отличающеюся от прежней характеристиками. Поэтому конструкция с пружинами не подойдет для дальнейшей реализации.



1 – трубопровод, 2– опора, 3,8 – ростверк, 4- кожух металлический,
5 – пара пружин, 6 – ролик, 7– направляющая, 9 – свая

Рисунок 1 – Конструкция сейсмозащиты на пружинах (слева),
на пневмопружинах (справа)

Подходящий под требования большого «хода» будет являться система с квазинулевой жесткостью. За основу демпфирующего устройства возможно принять пружины или пневмопружины на направляющих, для обеспечения подвижности трубопровода в вертикальном направлении.

При использовании пневмопружин, возможно будет обойти ряд проблем возникшие при анализе обычных пружин. Настроить определенную жесткость в пневмопружинах будет легче, изменив давление в цилиндре и установив его на направляющие, вместо поиска необходимых пружин с необходимой характеристикой. Данная модель предоставлена на рисунке 1 (справа).

Таким образом, разработка новой конструкции сейсмозащиты при помощи систем с квазинулевой жесткостью, является актуальной темой. Модель опоры трубопровода с квазинулевой жесткостью на основе пневмопружин имеет ряд преимуществ от существующих конструкций. Поэтому анализ данной конструкции будет задачей, требующего тщательного исследования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Валеев А.Р. Уменьшение динамических воздействий на объекты магистральных нефтегазопроводod: дис. … канд. техн. наук: 25.00.19. – УГНТУ, Уфа, 2013 – 180с.

2. Зотов А.Н. Динамика виброзащитных систем нефтепромыслового оборудования с использованием эффекта квазинулевой жесткости: дис. … док. техн. наук: 05.02.13; 01.0206. – УГНТУ, Уфа, 2010 – 351 с.

УДК 622.692.4.07

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ОТТАИВАНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Д.Р. Ахтямова, Т.С. Султанмагомедов
УГНТУ, г. Уфа

Прокладка трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов чаще всего осуществляется с применением специальных опор, которые закрепляются в грунте. В настоящее время наблюдается увеличение темпа повышения температуры Земли, что может спровоцировать оттаивание мерзлых грунтов. Данный процесс делает более вероятным отклонение трубопровода от проектного положения, поэтому необходимы системы его прогнозирования при оттаивании многолетнемерзлых грунтов.

В процессе изучения этой темы были использованы научные работы, описывающие технологии мониторинга состояния многолетнемерзлых грунтов, и изобретения, позволяющие определять и оценивать положение трубопровода.

В патенте [1] описан способ контроля состояния грунтов, заключающийся в определении статического модуля деформации многолетнемерзлых грунтов. Для реализации данного метода необходимо наличие наблюдательных скважин с низкочастотными ультразвуковыми преобразователями. По данным, полученным в результате прозвучивания, определяют зависимость между динамическим и статическим модулем деформации. Во время эксплуатации с помощью этой зависимости пересчитывают статический модуль деформации и выполняют расчет предполагаемых осадок грунтов. Данная технология позволяет непрерывно контролировать деформационные свойства многолетнемерзлых грунтов.

Зорин А.Е. в своем патенте [2] описал изобретение для определения пространственного положения оси трубопровода независимо от особенностей прокладки. Данный способ заключается в установке на трубопровод меток, содержащих датчики, которые определяют углы поворота, азимут и высотное положение. По обработанным показаниям датчиков производят построение интерполирующих функций положения и вращения оси трубопровода, по которым можно вычислить продольные и сдвиговые напряжения в любой точке сечения трубопровода. Данное изобретение А.Е. Зорина позволяет повысить точность определения пространственного положения трубопровода.

Изобретение, описанное в патенте [3], можно использовать для мониторинга положения трубопровода надземной прокладки. Для его реализации на сваях опор необходимо установить деформационные марки, на расстоянии от трубопровода – грунтовые глубинные реперы, а вдоль – референцные станции. Данный метод заключается в осуществлении нулевого цикла измерений

и определении планово-высотного положения трубопровода, по результатам этих измерений строят проектную модель трубопровода, с которой в процессе эксплуатации проводят сравнивание текущего положения, чтобы сделать о нем определенные выводы. Данная технология упрощает хранение и передачу данных, повышает точность и скорость измерения положения трубопровода.

Целью исследования является создание модели опоры, имеющей датчики для определения параметров смещения трубопровода при оттаивании многолетнемерзлых грунтов.

Для достижения данной цели необходимо решить такие задачи, как разработка опоры для мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопровода и моделирование потери проектного положения трубопровода при оттаивании многолетнемерзлых грунтов с применением программного комплекса ANSYS [4, 5].

Модель, полученная в результате работы, позволит постоянно контролировать положение трубопровода и выявлять отклонения проектного положения в процессе оттаивания грунтов с помощью датчиков, расположенных на опоре. Данный способ предпочтителен из-за возможности дистанционного мониторинга и централизованного сбора, обработки и анализа показаний датчиков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2743547 Российская Федерация. Способ мониторинга состояния многолетнемерзлых грунтов, служащих основанием для зданий и сооружений, и устройство для его осуществления [Текст] / Потапов А.И., Шихов А.И. Заявлено 02.10.2020, Опубл. 19.02.2021, Бюл. № 5.
2. Пат. 2747385 Российская Федерация. Способ определения пространственного положения трубопровода [Текст] / Зорин А.Е. Заявлено 30.10.2020, Опубл. 04.05.2021, Бюл. № 13.
3. Пат. 2582428 Российская Федерация. Способ контроля положения трубопроводов надземной прокладки в условиях вечной мерзлоты [Текст] / Лисин Ю.В., Ревель-Муроз П.А., Зарипов З.А., Сощенко А.Е., Хабаров А.В. Заявлено 20.03.2014, Опубл. 27.04.2016, Бюл. № 12.
4. Моделирование продольных перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т. С. Султанмагомедов, Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, А. Р. Урманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 4. – С. 87-96. – EDN MNZQYE.
5. Султанмагомедов, Т. С. Влияние продольных перемещений трубопровода на напряженно-деформированное состояние при оттаивании участка многолетнемерзлого грунта / Т. С. Султанмагомедов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – Т. 12, № 4. – С. 331-339. – DOI 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339. – EDN BYAQAW.

УДК 622.692.4.07

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

А.Р. Бикмухаметов, И.Э. Лукьянова
УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время значительное число магистральных газопроводов (МГ) проектируются и строятся в районах со сложными природно-климатическими, геокриологическими и сейсмотектоническими условиями. Одним из основных аспектов обеспечения эксплуатационной безопасности объектов магистральных газопроводов в северных регионах является расчетное прогнозирование развития опасных геокриологических процессов вдоль трассы газопровода и их влияния на линейные сооружения МГ. Прогнозирование влияния геокриологических процессов на объекты МГ возможно на основе расчетных моделей теплового и механического взаимодействия трубопровода с грунтовой средой, использующих данные о климатических, геокриологических условиях и процессах, конструктивных и технологических параметрах МГ, мониторинга его пространственного положения [1].

Наиболее значимыми допущениями настоящего способа подземной прокладки трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах (ММГ) являются тепловое воздействие трубопровода на ММГ во время эксплуатации и соблюдение недопустимых деформаций трубопровода [2].

Для обеспечения высокой точности расчетов теплового взаимодействия трубопровода и многолетнемерзлых грунтов нужно учитывать:

- реальную геометрию объектов;
- неоднородное строение грунта с повторно-жильными льдами;
- изменение теплофизических свойств грунтов в результате фазовых превращений;
- скорость оттаивания и промерзания;
- изменение метеорологических условий во времени.

Величина морозного пучения зависит от и физико-механических свойств грунта и действующих на него нагрузок. Используя постоянные нагрузки, можно

добиться почти полного или полного отсутствия пучения [3]. Использование различных видов конструкций позволяет снизить до минимума тепловое воздействие трубопровода на многолетнемерзлый грунт во время эксплуатации [2].

Исходя из опыта строительства на мерзлых грунтах, очевидна необходимость разработки и применение новых технических решений с учетом долгосрочных прогнозов и управлением температурным режимом грунтов оснований, способных компенсировать или предупредить отрицательное воздействие тепла для существующих, строящихся и проектируемых площадочных и линейных сооружений [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трифонов О.В. Прогнозирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода «Сила Сибири» на участках развития опасных инженерно-геокриологических процессов на основе математических моделей/ О.В. Трифонов., В.М. Силкин, В.П. Черний, И.Ю. Морин, П.А. Володин //Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2020. №. 2(44), С.34-50.
2. Кожаева К.В. Обеспечение стабилизации проектного положения подземных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов/ К.В. Кожаева, С.А. Аликов, Э.А. Акчурина //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. №3. С.77-81.
3. Гулин Д.А. Воздействие морозного пучения на линейную часть магистральных трубопроводов/ Д.А. Гулин, Э.В. Файзуллина, Э.И. Шарипова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. №4. С.42-48.

УДК 622.648

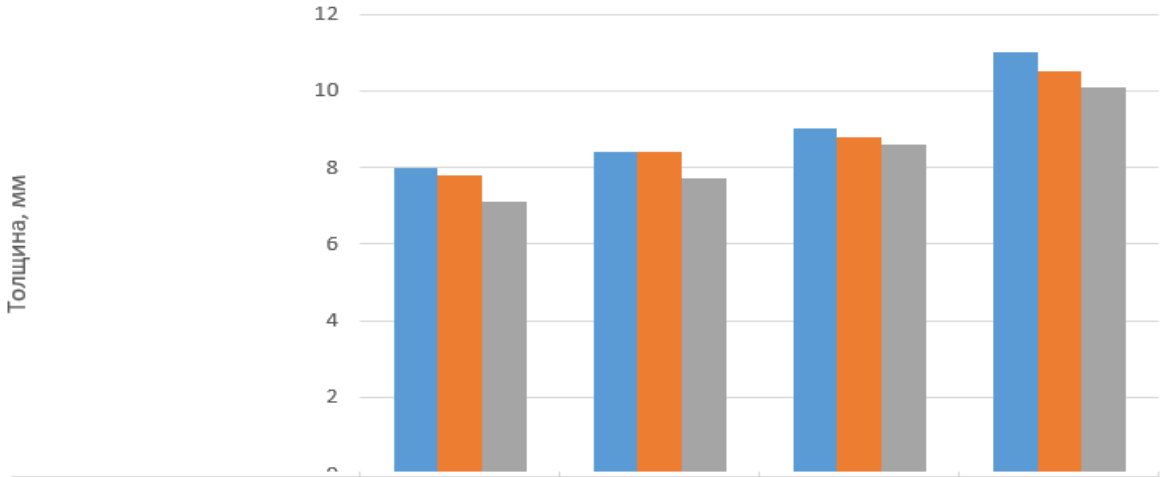
ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННО-ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.Н. Бутовка
АО ВНИИСТ, г. Москва

Сейчас значительная часть магистральных газопроводов исчерпала свой проектный срок службы и нуждается в оценке долговечности. Вместе с тем стоит отметить, что большое количество газопроводов эксплуатируется в сложных природно-климатических ресурсах. В настоящей работе проанализированы значения толщинометрии системы магистральных газопроводов общей протяженностью более тысячи км, которые были получены в рамках диагностики газопроводов, проложенных в условиях Крайнего Севера [1]. Данное исследование имеет особое значение в связи неинформативностью получаемых результатов остаточного ресурса магистральных газопроводов, так как большинство методик оценки остаточного ресурса трубопроводов основываются на скорости коррозии и утонении стенки трубопровода.

Так, были проанализированы магистральные газопроводы, срок службы которых составлял от 30 до 50 лет, что является высоким значением. Кроме того, необходимо подчеркнуть отсутствие капитальных ремонтов на данных газопроводах. Далее были рассмотрены 4 номинальные толщины стенки в соответствии с рисунком ниже общим количеством более ста тысяч.

В результате анализа на рисунке 1 приведены средние и минимальные толщины стенок.



Номинальная толщина стенки	8	8,4	9	11
Средняя толщина стенки	7,8	8,4	8,8	10,5
Минимальная толщина стенки	7,1	7,7	8,6	10,1

Рисунок 1 – Средняя и минимальная толщина стенки для выбранных номинальных толщин стенок

Из рисунка 1 можем увидеть, что коррозионно-эрозионный износ несвойственен для газопроводов в надземном исполнении в условиях Крайнего Севера, особенно с учетом высокого имеющегося уже срока службы трубопроводов.

Для убедительности в выводе полученные результаты были разбиты на ориентировочно 40 участков для фактического расчета остаточного ресурса в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002 как основного документа в части определения остаточного ресурса трубопроводов.

Полученные результаты приведены на рисунке 2 без отражения результатов, которые значительно превышают адекватные – к таким можно отнести значения выше 300 лет.

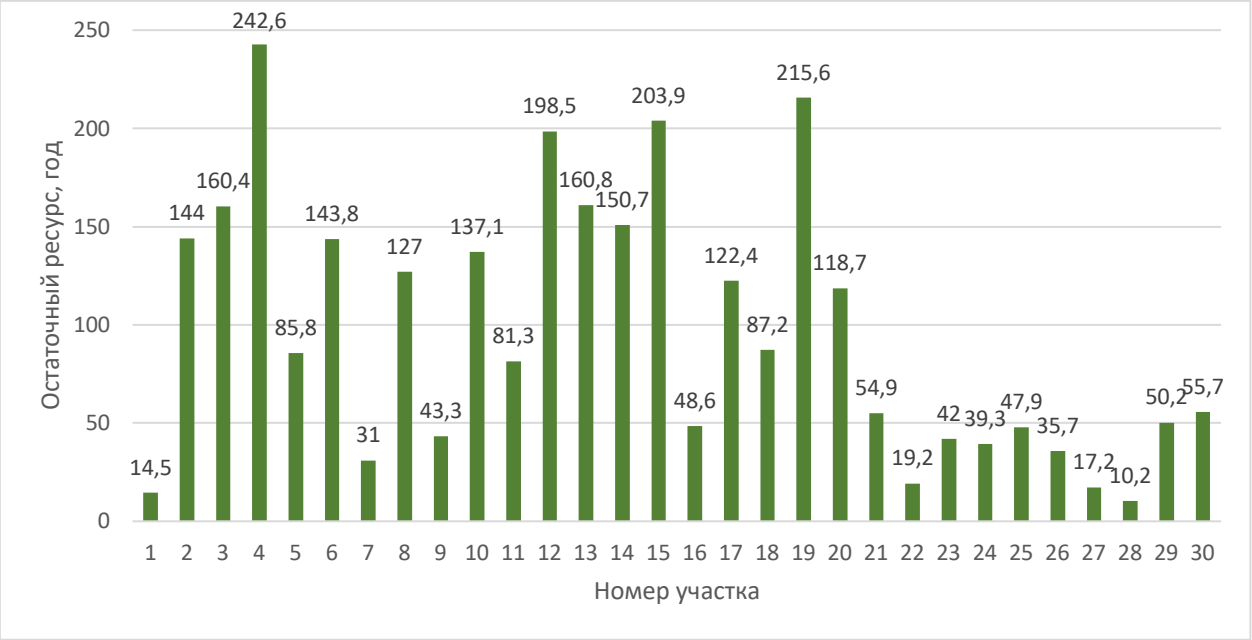


Рисунок 2 – Диаграмма полученных результатов
остаточного ресурса для различных участков трубопровода

Как видно из рисунка 2, для большинства участков газопроводов надземной прокладки полученный остаточный ресурс показывает несопоставимо высокие значения относительно среднего срока эксплуатации трубопроводов до капитального ремонта. Также из результатов замечаем, что большинство значений превышает десять лет, что весьма далеко от адекватных значений, имеющих смысловую информативность для последующей эксплуатации.

На основе проведенного исследования следует вывод о нехарактерности коррозионно-эрозионного износа магистральных газопроводов в надземном исполнении в условиях Крайнего Севера, что подчеркивает проблему определения долговечности газопроводов в надземном исполнении и обличает потребность в создании новых методик в данной области.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

3. Бутовка, А. Н. Анализ практики проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в надземном исполнении и особенности их нормативного регулирования / А. Н. Бутовка // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 1(83). – С. 16-18. – EDNRSMCGN.

УДК 622.692.48

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КРУГЛОГОДИЧНОГО УПРАВЛЯЕМОГО ИСКУССТВЕННОГО ПРОМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Э.А. Галиахметов, Т.С. Султанмагомедов
УГНТУ, г. Уфа

Значительная часть добычи природных ресурсов в России ведется в условиях зоны вечной мерзлоты, заполярного круга. Строительство и эксплуатация трубопроводов в условиях вечной мерзлоты сопряжены с трудностями. В связи с глобальным изменением климата этих трудностей становится все больше [1]. Исследования выявили следующее: деградация вечной мерзлоты влияет на инфраструктуру – снижается несущая способность зданий и сооружений, что, может привести к возникновению аварий и, следовательно, к крупному экономическому и экологическому ущербу.

Таким образом, необходимость в проведении мероприятий по защите многолетнемерзлых грунтов от оттаивания является одной из актуальных проблем трубопроводостроительства. На настоящий момент для решения данной проблемы используются термостабилизаторы, относящиеся к сезонно действующим устройствам (СОУ). Данный способ весьма привлекателен простотой и неприхотливостью – он является естественно действующим, то есть не требует затрат электроэнергии [2].

Однако, несмотря на привлекательность данной технологии, ее эффективность снижается с каждым годом из-за изменения климата [3]. Это означает, что эффект от СОУ является недостаточным и требуется новое технологическое решение, иными словами применение вместо пассивного метода охлаждения активного метода [4].

Суть технологии состоит в следующем: над поверхностью рассматриваемого участка устанавливаются навесы, состоящие из солнечных панелей и защищающие объект от осадков и солнечной радиации, позволяя попутно накапливать энергию для различных целей, таких как электроподогрев или системы мониторинга трубопровода. Навес позволит предотвратить попадание тепловой

энергии в грунт в летнее время, в зимнее – препятствовать накоплению снега, что положительно сказывается на промораживании грунта в зимний период. Тепловой насос, охлаждающий поверхностный слой грунта будет использовать солнечную энергию. Зонды, погружаемые в грунт, будут располагаться на глубине 20-50 см, создавая запирающий слой, препятствующий проникновению тепла в грунт.

Особого внимания заслуживает: снижение затрат на электрическую и тепловую энергию при применении данного метода, затрат на системы контроля и мониторинга, предотвращение урона окружающей среде.

В заключение приведены преимущества предложенной технологии:

- сохранение накопленной энергии;
- защита трубопровода от снежных наносов;
- возможность использования накопленной энергии для различных целей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Локтионов Е.Ю., Шараборова Е.С., Клоков А.В. Технология термостабилизации многолетнемерзлых грунтов с использованием теплового насоса питаемого от солнечных батарей // Сборник докладов Шестой конференции геокриологов России «Мониторинг в криолитозоне». - М.: Сборник докладов Шестой конференции геокриологов России «Мониторинг в криолитозоне», 2022. - С. 617-622.
2. Разработка технологии круглогодичного управляемого искусственного промораживания грунтов с использованием возобновляемых источников энергии // Российский научный фонд URL: https://rscf.ru/project/22-19-20026/ (дата обращения: 31.10.2023).
3. Моделирование продольных перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах / Т. С. Султанмагомедов, Р. Н. Бахтизин, С. М. Султанмагомедов, А. Р. Урманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 4. – С. 87-96. – EDN MNZQYE.
4. Шамилов, Х. Ш. Разработка конструкции опоры для подземного крепления трубопровода в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты / Х. Ш. Шамилов, Т. С. Султанмагомедов, С. М. Султанмагомедов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 1. – С. 31-40. – DOI 10.18799/24131830/2021/1/2997. – EDN VVBVKR.

УДК 622.692.4.08

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Галимова, Т.Р. Насибуллин
УГНТУ, г. Уфа

Технологические трубопроводы являются неотъемлемой частью промышленных систем, и вопрос повышения их эффективности и надежности путем применения новых материалов является актуальным исследовательским направлением. В последние годы все большую популярность получают композитные материалы, которые проявляют высокую прочность и устойчивость к воздействию агрессивных сред. В данной работе будет рассмотрено применение композитных материалов для технологических трубопроводов и их преимущества перед традиционными стальными трубами.

Исследование включает в себя анализ технических характеристик и расчет эффективных свойств, а также анализ их напряженно-деформированного состояния. Применение этих труб для технологических трубопроводов имеет ряд преимуществ.

Композитные материалы обладают превосходными механическими свойствами, что позволяет использовать их для изготовления трубопроводов, работающих при повышенных давлениях. Такие материалы обладают высокой прочностью, что гарантирует безопасность и надежность работы трубопроводов. Кроме того, композитные материалы обладают хорошей устойчивостью к агрессивным средам, таким как химически активные вещества и нефтепродукты. Традиционные материалы, например, сталь, могут подвергаться коррозии, что может привести к снижению прочности и долговечности трубопровода.

Важно отметить, что композитные материалы легче стандартных материалов, что упрощает их транспортировку, монтаж и установку. Более легкие трубопроводы также могут сократить затраты на энергию, что является важным фактором для промышленных предприятий.

При правильном подборе и установке композитных труб, можно достичь оптимальной производительности и долговечности системы трубопровода. Результаты данного исследования будут способствовать лучшему пониманию перспектив применения композитных материалов в нефтегазовой отрасли и могут служить основой для принятия решений при выборе материалов для трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. О применении труб из полимерных материалов для промысловых трубопроводов / Д. Гулин, К. Карпова, А. Глазков, Т. Насибуллин. // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 6. – С.107-115
2. Глазков А.С., Насибуллин Т.Р., Гулин Д.А. и др. Анализ материалов, применяемых в производстве полимерных труб для строительства нефтегазопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5-6. С. 40-45.
3. Производство полиэтиленовых труб ANACONDA // Технология композитов. URL: https://www.tk.perm.ru/anakonda/ (дата обращения: 26.10.2023).

УДК 624.014

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭСТАКАДЫ

Р.Р. Дулатов
УГНТУ, г. Уфа

Проектирование отдельно стоящих опор и эстакад под технологические трубопроводы имеет широкую востребованность в России. Учитывая нарастающую распространенность таких конструкций в современном строительстве, совершенствование их конструктивных решений и методов расчёта с целью повышения технико-экономических показателей имеет большое значение.

Современные условия работы трубопроводного транспорта нефти характеризуются быстрыми темпами роста, повышенными требованиями к их экологической безопасности, необходимостью увеличения объёма транспортировки, техническом перевооружение, модернизации, реконструкции и бесперебойного оказания транспортных услуг нефтяным компаниям.

В условиях быстроразвивающейся рыночной экономики особое значение приобретает быстрое возведение/реконструкция магистральных газопроводов, нефтепроводов.

Проведён анализ проектирования технологической эстакады в строительстве, по итогам которого отмечена высокая потребность в возведении данных конструкций. Объемно планировочные и конструктивные решения эстакады отличаются высокими показателями прочности, надежности и долговечности. Между тем, существует множество способов совершенствования конструкций с целью сокращения материалов и их эффективного применения.

Исследованы результаты расчетов и выполнено сравнения влияния разных исходных данных (при отсутствие уточненной и при известной раскладке магистрального трубопровода) на строительные конструкции технологической эстакады и величину значений интенсивности вертикальных и горизонтальных нагрузок на эстакаду.

В работе рассмотрены экспериментальные исследования и проведен анализ моделей технологической эстакады в программном комплексе SCAD++ 21. Выделим ряд основных результатов:

- анализ конструктивных результатов при отсутствии раскладки трубопроводов;

- анализ вариантов конструктивных результатов при известной раскладке трубопроводов;

- проведение экспериментальных исследований модели многоярусной отдельно стоящей эстакады в программном комплексе SCAD;

- получение результатов исследования модели под воздействием несколько видов нагружений;

- проведение анализа полученных решений по распределению нагрузок магистральной трассы.

Получены результаты исследования модели под воздействием комбинации нагружений, включающих в себя собственный вес металлических конструкций, нагрузки от технологического трубопровода, снеговая, ветровая и пульсационная составляющая нагрузок. По результатам загружений отмечены возникающие в элементах конструкции напряжения и проведен анализ коэффициента использования по первой группе предельного состояния, а также перемещений горизонтальных и вертикальных по второй группе предельного состояния.

Проведен анализ полученных усилий в конструкциях технологической многоярусной эстакады, по результатам которого отмечено, что запас прочности конструкций позволяет выполнять подбор строительных конструкций, сечений элементов на стадии разработки технологии и технологических нагрузок в условиях отсутствия уточненной раскладки трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тугунов П.И., В.Ф. Новосёлов «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов», ДизайнПолиграфСервис, Уфа - 2002, 655 с.
2. Ю.Д. Земенков, Н.А. Малюшин, Л.М. Маркова, А.Е. Лощинин «Технологические трубопроводы нефтебаз», справочное издание, Тюмень -1994.
3. А.Г. Тахтамышев «Металлические конструкции», Государственное издательство «Высшая школа», Москва-1963, 165с.

УДК 69.058.7

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ДЛЯ АНАЛИЗА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ COMSOLMULTIPHYSICS

В.А. Еговцева, УГНТУ, г. Уфа

При выдержке участка трубопровода под давлением начинает действовать температурный фактор – изменение объема закаченной воды, температурная деформация трубы. Для предотвращения этого необходимы расчеты, которые учитывают влияние температурных перепадов испытательной жидкости, и методики определения начальной температуры воды и времени ее остывания до безопасных значений.

Существующие методики расчетов не учитывают в полной мере изменения давления, температурные факторы, возрастающие напряжения и деформации и не отражают зависимости времени в каждый момент испытания от показаний температуры жидкости и давления, что требует совершенствования технологий и применяемых конструкций.

COMSOL Multiphysics – программный комплекс, позволяющий моделировать физические процессы, которые могут быть представлены в виде системы дифференциальных уравнений в частных производных, в частности механика конструкций, теплоперенос и т.д.

Для расчета изменения давления во времени с учетом процесса остывания воды использовались два физических интерфейса: интерфейс вычислительной гидродинамики (TurbulentFlow, k-ε) и интерфейс теплопередачи (HeatTransferinFluids). Использовалась стандартная k-epsilon модель турбулентного течения для описания конвективного массопереноса воды из более теплого участка модели в более холодный под действием силы тяжести. Использование модели турбулентного течения вместо ламинарного позволило достичь лучшей (стабильной во всем интервале времени) сходимости решения.

В настройках интерфейса вычислительной гидродинамики был включен учет действия силы тяжести. Направление силы тяжести выбрано в противоположном направлении оси Y глобальной системы координат. На внешних стенках расчетной области задано стандартное граничное условие прилипания. Для учета половины геотермии расчетной области от исходной использовалось граничное условия Симметрии (Symmetry).

В процессе охлаждения вода меняет свое агрегатное состояние и переходит из жидкого состояния в твердое. Для учета изменения вязкости воды использовалось граничное условия Объемная сила (VolumeForce). На каждый элементарный объем конечно-элементной сетки, заполняющей исходную область воды, действует силы пропорциональная скорости движения и зависящая от температуры [1].

В качестве исходных данных был принят участок трубы диаметром 1220 мм с толщиной стенки 22 мм и начальным давлением 5,5 МПа. Температура воды 12 °С, температура окружающего воздуха минус 20 °С.

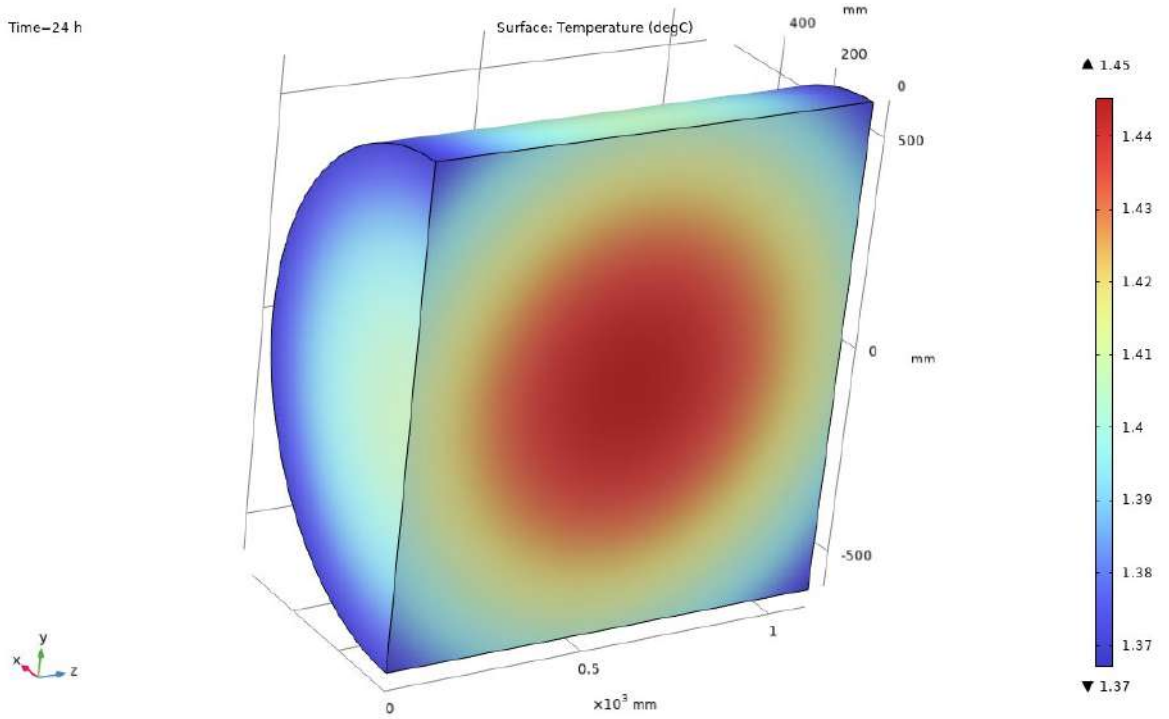


Рисунок 1 – Распределение температуры через 24 часа
после начала процесса охлаждения

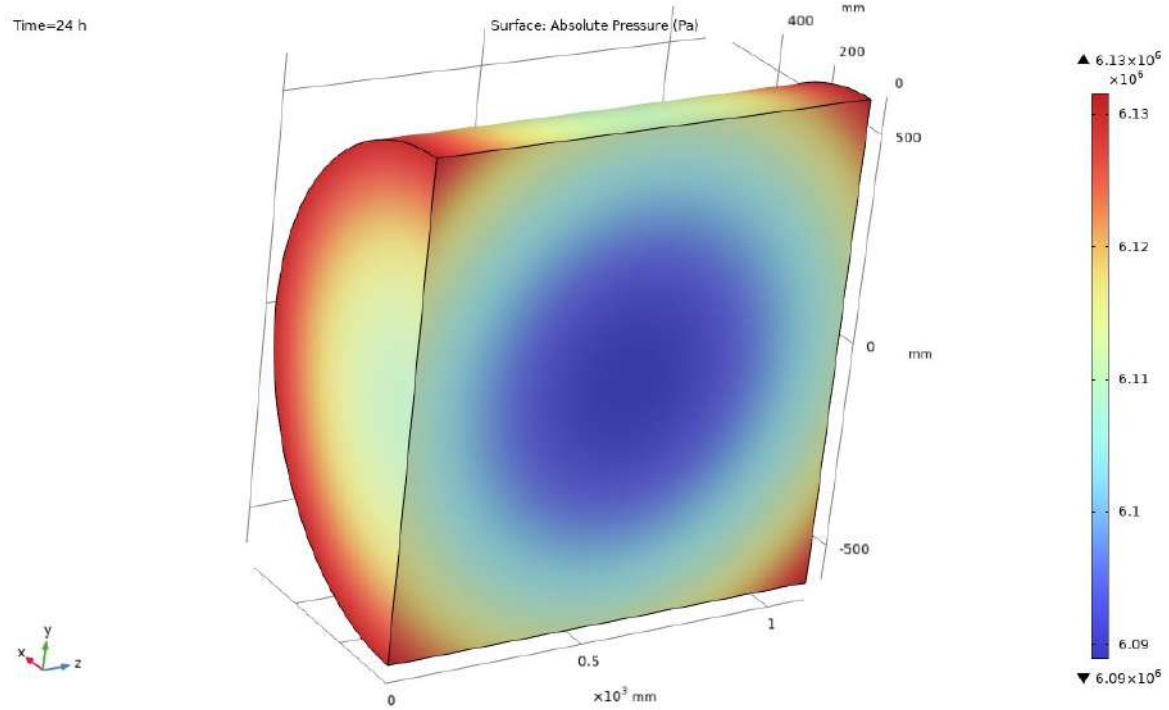


Рисунок 2 – Распределение давления через 24 часа
после начала процесса охлаждения

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Mickael Courtois, Muriel Carin. A new approach to compute multi-reflections of laser beam in a keyhole for heat transfer and fluid flow modelling in laser welding \\ J. Phys. D: Appl. Phys. 46 (2013) 505305 (14pp).

УДК 69.055.2

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ

Д.Р. Еникеев
УГНТУ, г. Уфа

В условиях Крайнего Севера, где экологические и экономические риски высоки, сброс природного газа в атмосферу во время ремонта газопровода недопустим. Патент RU 2351806C1 предлагает мобильную компрессорную установку (МКС), предназначенную для откачки газа из отключенного участка, что обеспечивает сокращение энергозатрат, выбросов газа и позволяет работать при различных давлениях. Несмотря на потенциальные проблемы с ослабевающим давлением газа, применение МКС в северных условиях обеспечивает значительные экономические, экологические и энергетические преимущества. К тому же, благодаря своей мобильности, МКС может быть оперативно доставлена на место ремонта, минимизируя потери газа. Таким образом, данная установка представляет собой надежное и эффективное решение для газовой промышленности в экстремальных климатических условиях крайнего севера.



Рисунок 1 – Мобильная компрессорная установка

Основное преимущество данной установки заключается в ее эффективности и мобильности. Она способна сокращать энергозатраты и выбросы газа, адаптируясь к различным рабочим давлениям. Однако, стоит учесть потенциальные

трудности эксплуатации при ослабевающем давлении газа, что требует дополнительной адаптации.

В экстремальных условиях крайнего севера, где низкие температуры и ограниченные ресурсы становятся нормой, МКС демонстрирует свою ценность. Она спроектирована для работы в суровых условиях, предоставляя надежное решение для откачки газа и минимизации потерь. Ее мобильный характер позволяет быстро реагировать на аварийные ситуации, обеспечивая оперативное восстановление газопровода.

С экологической точки зрения, использование МКС способствует сокращению выбросов парниковых газов, что критично для северных регионов, где экологический баланс особенно уязвим. К тому же, высокие стандарты безопасности, заложенные в дизайн установки, гарантируют ее безопасную эксплуатацию даже в самых неблагоприятных условиях.

Мобильные компрессорные установки, такие как описанная в патенте RU 2351806C1, становятся неотъемлемым инструментом для газовой промышленности в условиях крайнего севера, сочетая в себе экономическую выгоду, экологическую безопасность и оперативную эффективность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М., Недра, 1988г.

2 Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник. СПб. Химиздат, 2004г.

3 Земенков Ю.Д. Эксплуатация магистральных газопроводов [Текст]: учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / ТюмГНГУ. - 3-е изд., перераб. и доп. - Тюмень: Вектор Бук, 2009. - 528 с.

4 ВСН 002-88 Технология и организация объектов в комплектно-блочном исполнении.

5 Ловцов А.В., Сыропятов В.П. Мобильная установка для откачки газа. Опубл.: 10.04.2009. Патент RU 2351806 C1. Заявка: 11.03.2008. Патентообладатель: ООО "Конструкторское бюро ЧКЗ-ЮГСОН".

УДК 622.692.4.07

УЧЕТ ДЕЙСТВИЯ СЖИМАЮЩЕГО УСИЛИЯ НА ИЗОГНУТОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ С ПОДЪЕМОМ В ТРАНШЕЕ

Г.Р. Ибатуллина, Б.Р. Шайбаков, Х.А. Азметов
УГНТУ, г. Уфа

Рассматриваются вопросы совершенствования существующей методики расчета на прочность участков трубопроводов линейной части магистральных нефте- и газопроводов при ремонте с подъемом при действии сжимающего усилия.

Проблема надежности магистральных трубопроводов актуальна тем, что значительная их часть имеет возраст, существенно превышающий запланированный срок амортизации, а многие из них нуждаются в замене изоляции в связи с истечением срока службы изоляционного покрытия, после которого оно полностью теряет свои защитные свойства [1, 2].

В разрабатываемой нами методике расчета учтены поперечные и продольные нагрузки при производстве ремонтных работ, взаимодействие трубопровода с грунтом на вскрытом участке подземного трубопровода, характер распределения продольных усилий и изгибающих моментов при выполнении технологических операций ремонта.

При проведении ремонтных работ возникают продольные напряжения как от изгиба трубопровода, возникающего в процессе ремонта и за счет предварительного упругого изгиба, так и от разности температур стенки нефтепровода во время укладки при строительстве и во время ремонта. При отсутствии возможности продольных перемещений в сечении прямолинейного нефтепровода при понижении температуры возникают продольные растягивающие напряжения, а при повышении – сжимающие.

Полученные результаты исследования заключаются в составлении основных рекомендуемых технологических параметров при капитальном ремонте трубопроводов при различном числе трубоукладчиков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алимов, С.В. Состояние и перспективы развития газотранспортной системы ОАО «Газпром» / С.В. Алимов // Сб. докл. IV Межд. науч.-техн. конф. «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» GTS-2011 Ч. 1. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. С. 8-17.
2. Гумеров, А.Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, А.Г. Зубаиров, М.Г. Векштейн, Р.С. Гумеров, Х.А. Азметов // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 525 с.

УДК 622.692.4.07

ПРОХОДИМОСТЬ ТРУБОПРОВОДА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГОБУРЕНИЯ

И.Р. Исламов, З.З. Шарафутдинов
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Для сооружения подводных переходов магистральных нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения в руководящих документах ПАО «Транснефть» применяется классификация технологической сложности строительства участков, которая включает в себя пять категорий в зависимости от состава, слагающего ствол, грунта. Классификация разработана с учетом производительности работ при строительстве. При этом участки 1-2 категории технологической сложности включают в себя текучие и пластичные глинистые отложения, песчаные грунты. Участки 3-5 категории технологической сложности представлены наличием грунтов с гравийно-галечниковыми включениями, скальными грунтами и другими техническими факторами, усложняющими процесс строительства.

При наличии зон повышенной сложности, соответствующих грунтам 3-5 категории технологической сложности, существенным образом увеличивается возможность возникновения обрушений скважины, повреждения бурового инструмента, деформации изоляционного покрытия трубопровода и других технико-технологических проблем, ликвидация которых приводит к необходимости выполнения дорогостоящих компенсирующих мероприятий.

Анализ результатов процесса протаскивания трубопроводов, сооруженных методом наклонно-направленного бурения, показывает, что усложнённость процесса протаскивания в виде резкого возрастания тяговых усилий привязана к следующим случаям [1-3]:

1. Прохождения криволинейных участков скважины в несцементированных грунтах, склонных к обрушению в процессе сооружения скважины, а также прохождение участков чередующихся грунтов различных категорий сложности.
2. Отклонения ствола расширенной скважины от проектного положения и смещения оси трубопровода относительно оси на выходе из скважины.
3. Преодоления сопротивления массива грунта перед оголовком трубопровода, сужение ствола расширенной скважины (изменение его проходного сечения).

В работе дана оценка проходимости трубопровода в стволе искривленной скважины исходя из требований по необходимому соотношению (зазору) между наружным диаметром трубопровода и диаметром пробуренной скважины (рисунок 1).

В практической деятельности данный критерий позволит вести контроль траектории бурения пилотной скважины на основании предельных величин интенсивности её искривления для применяемых типоразмеров труб при строительстве переходов нефтепроводов методом наклонно-направленного бурения.

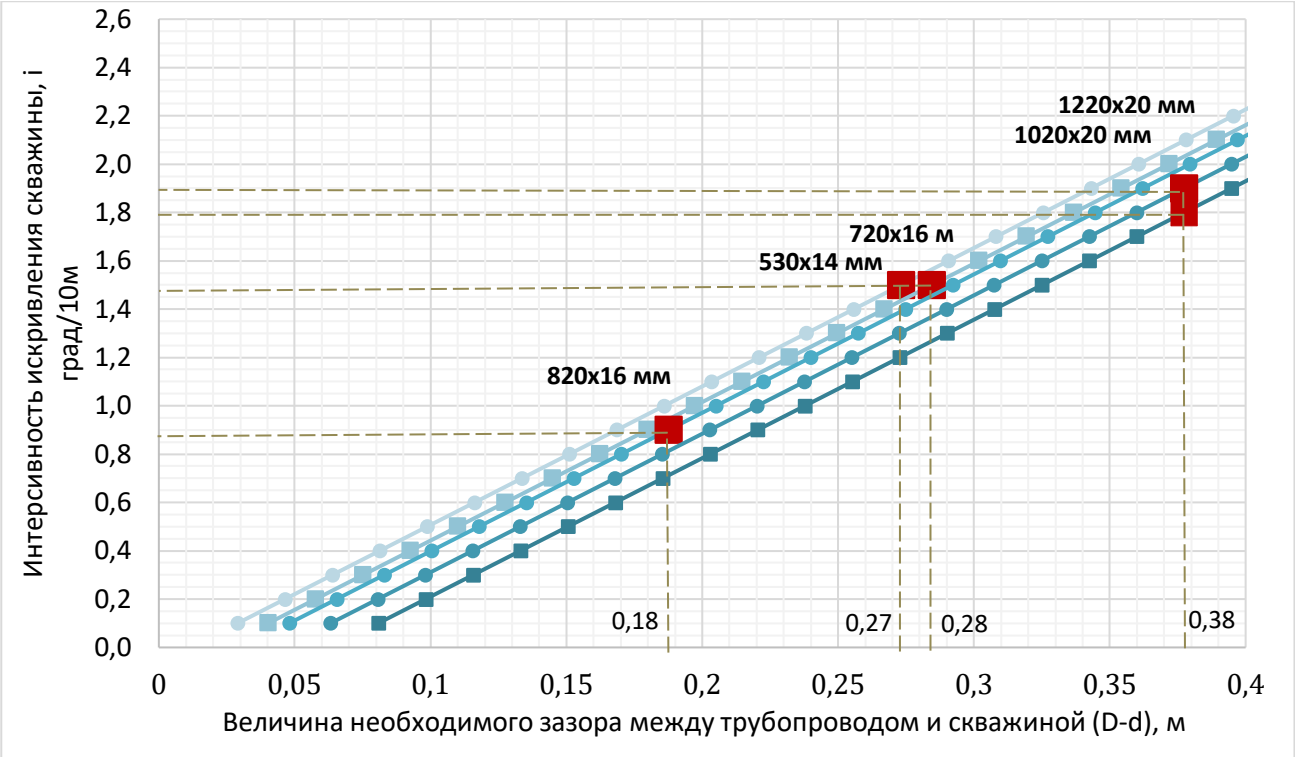


Рисунок 1 - Номограмма предельной интенсивности искривления скважины

Подобные критерии необходимы для заказчика при оценке деятельности подрядных организаций при сооружении подводных переходов, строящихся с применением метода наклонно-направленного бурения и возможности предотвратить технологические осложнения и инциденты в процессе протаскивания трубопровода, которые могут привести к срывам поставленных сроков строительства и дополнительным затратам на компенсирующие мероприятия, увеличивающие контрактную стоимость строительства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Исламов, И. Р. Критерии реализации процесса протаскивания дюкера при строительстве магистральных трубопроводов методом наклонно-направленного бурения / И. Р. Исламов // Нефть и газ - 2022 : тезисы докладов 76-ой международной молодежной научной конференции, Москва, 25–29 апреля 2022 года / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. Том 1. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 344-345.
2. Факторы, влияющие на процесс протаскивания трубопровода в скважину при сооружении подводного перехода / З. З. Шарафутдинов, И. Р. Исламов, В. О. Зотов, Р. А. Капаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 128-132.
3. Оценка состояния ствола скважины для протаскивания трубопровода при сооружении подводных переходов / З. З. Шарафутдинов, И. Р. Исламов, В. А. Груздев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 1. – С. 96-101.

УДК 622.692.4

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ С УЧЕТОМ ИСКУССТВЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

И.Р. Исмагилов, М.М. Алиев

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Обеспечение надежности и безопасности эксплуатации данных трубопроводов является одним из актуальных вопросов в нефтяной и газовой промышленности. Анализ изменения прочностных характеристик с учетом времени эксплуатации трубопроводов позволяет заблаговременно принимать необходимые технические решения.

Для решения данной задачи были изготовлены образцы из трубы согласно требованиям нормативной документации, рисунок 1 [1].



Рисунок 1 - Образцы для испытаний на одноосное растяжение

Часть образцов были подвергнуты искусственному воздействию при различных факторах. В течение определенного времени образцы находились под воздействием ультрафиолетового излучения с длинной волны 300 Нм, последующее время температурной обработке до -20ºС. По истечению срока негативных воздействий образцы были подвержены испытанию на растяжение, рисунок 2,3 [2].





Рисунок 2,3 - Результаты испытаний образцов без температурного и УФ взаимодействий и с температурным и УФ взаимодействиями

По результатам испытаний была представлена общая точечная диаграмма зависимости относительного удлинения и предела прочности, по расположению точек можно сделать вывод о том, что большинство образцов, которые были подвержены температуре и ультрафиолетовому излучению ухудшили свои пластические свойства, рисунок 4.

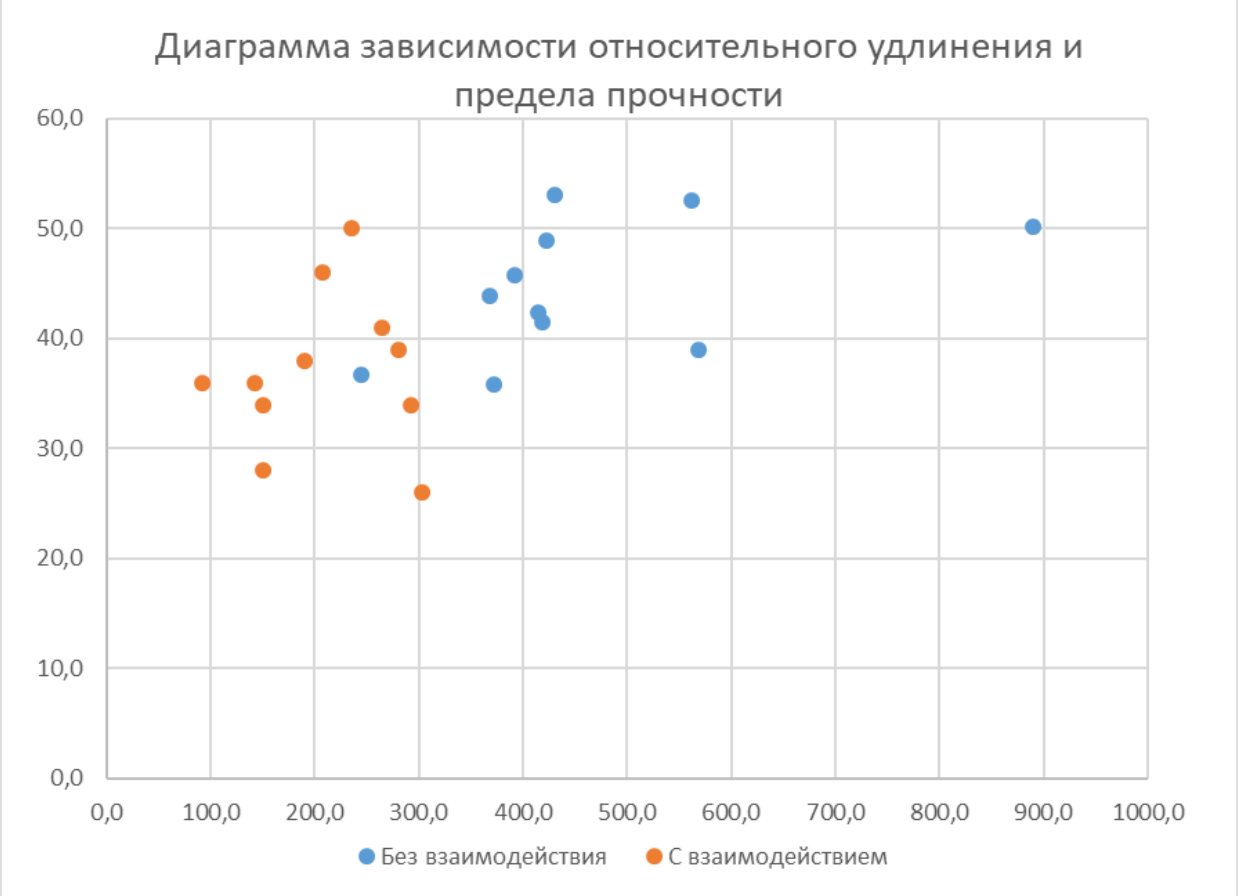


Рисунок 4 - Диаграмма зависимости относительного удлинения и предела прочности

Были сделаны выводы о том, что предел прочности образцов из ПЭ понизился на 17%, относительное удлинение уменьшилось на 55%, что свидетельствует изменению характеристик трубопроводов из ПЭ с течением времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 58121.2 - 2018 Пластмассовые трубопроводы для транспортировки газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы. М.: Стандартинформ. 2018. С.30.
2. ГОСТ 11262— 2017 ПЛАСТМАССЫ Метод испытания на растяжение

УДК 622.692.4

РАЗВИТИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ СТАБИЛИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

И.Ф. Кантемиров[1], С.А. Сильвестров[2]
[1]УГНТУ, г. Уфа
[2] ООО «Астрапроект», г. Казань

Современное состояние большинства действующих магистральных газонефтепроводов (ГНП) характеризуется длительным сроком эксплуатации при перспективах существенного увеличения объемов и повышения давления перекачки. В этих условиях становится все более актуальным обеспечение их эксплуатационной надежности и безопасности. Приоритетным направлением технической политики в области магистрального трубопроводного транспорта должен быть комплексный подход к вопросам диагностики и ремонта ГНП.

Причиной перемещения трубопроводов являются нестационарность технологических процессов и сложные инженерно-геологические условия [1, 2, 3]. В случаях обнаружения недопустимых нарушений пространственного положения ГНП методы ремонта основываются либо на вырезке и замене дефектного или деформированного участка, либо на приведении положения трубопровода в стабилизированное состояние. Стабилизированное состояние заключается в обеспечении условий, при котором продольные и поперечные перемещения трубопровода находятся в пределах, обеспечивающих его нормальную эксплуатацию. Для исключения влияния нестационарности технологических процессов на нежелательные перемещения трубопроводов принимаются технические и организационные меры.

Методы с приведением ГНП в стабилизированное состояние основаны на изучении пространственного положения трубопровода в начальном и текущем состояниях, определения физико-механических характеристик грунта и их распределения по длине трассы, анализе действия внутренних и внешних нагрузок [4]. Далее составляются силовые диаграммы с использованием векторной математики для определения величины результирующей силы и ее направления, разрабатываются ремонтные мероприятия. Рассматриваемый комплекс работ с точки зрения физики относится к задачам кинетики, следовательно для предлагаемых методов ремонта ГНП может быть использован термин «кинетические».

Целью настоящей работы является изучение кинетического подхода в методологии ремонта магистральных ГНП.

При проведении капитального ремонта ГНП участков с недопустимыми деформациями кинетический подход используется достаточно часто и показывает хорошие результаты. Так в работе [1] рассмотрен ремонт оголенного подземного трубопровода с двумя прилегающими к нему участками с кривизной противоположного знака. Участок оголения ремонтируется перераспределением нагрузок подсадкой трубопровода на определенную глубину с учетом напряженного состояния, сил трения, нагрузок подъема при ремонте. Здесь

также целесообразно проводить прогнозные расчеты размыва грунта засыпки трубопровода на склоне и роста параметров оврагов.

Еще один пример: ремонт магистрального газопровода в районе Мазуевской депрессии, частично или полностью покрытого водой [3]. Трубопровод находится под действием вертикальных деформирующих нагрузок: сил тяжести и выталкивающей силы воды. Стабилизация положения газопровода достигается установкой 4-х анкеров с нежесткими хомутами на обводненном участке. После закрепления участок находится под воздействием растягивающих напряжений постоянной величины.

В рассмотренных выше случаях имеется вероятная опасность наличия дополнительных растягивающих или сжимающих напряжений от примыкающих участков, суммирование с которыми может быть недопустимым. Устранить проблему возможно дальнейшим развитием кинетических методов стабилизации магистральных ГНП. Так в работе [5] предложено включить дополнительный этап: разработку математической модели кинетики ГНП для обеспечения движения трубопровода к пространственному положению, соответствующему условиям безопасной эксплуатации.

Рассмотренные в настоящей работе исследования свидетельствуют, что показатели стабильности кинетики пространственного положения являются еще одним критерием работоспособности ГНП. Кинетический подход широко применяется в методологии ремонта ГНП, имеет значительные перспективы для решения задач, связанных с нестационарностью технологических процессов и сложными инженерно-геологическими условиями. Дополнительным преимуществом кинетических методов является возможность прогнозирования условий эксплуатации трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 248 с.
2. Павлова З.Х. Безопасность эксплуатации трубопроводных систем в условиях нестационарности технологических параметров перекачки: монография / З.Х. Павлова, И.Р. Кузеев, Х.А. Азметов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015 – 64с.
3. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: в 2 т. Т.2: Оценка и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2006. – 564 с.: илл.175.
4. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). –М.: Недра, 1982, 384 с.
5. Сильвестров С.А., Кантемиров И.Ф. Ремонт магистральных нефтегазопроводов методом математического моделирования пространственной кинетики в условиях холодного климата. Сборник трудов XI Евразийского симпозиума по проблемам прочности и ресурса в условиях климатически низких температур «EURASTRENCOLD-2023», посвященного 85-летию со дня рождения академика В.П. Ларионова. Редакционная коллегия: чл.-корр. РАН Лебедев М.П., Лукин Е.С. к.т.н. (отв. редактор), Протодьяконова Н.А. к.ф.-м.н., Иванов А.Р. к.т.н., Ильин Г.Ю. – Якутск, 2023.

УДК 62-932.2

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ ПРИМЕНЯЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА И СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ

Э. С. Касимова, К. Г. Тюмерова
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, г. Москва

Доля газовых и газоконденсатных месторождений, имеющих в составе пластовой продукции сероводород и серосодержащие соединения, растет. Их значительное содержание в скважинной продукции приводит к активной коррозии оборудования и трубопроводов. В связи с этим проблема воздействия сероводорода на функционирование технологических узлов системы сбора и подготовки скважинной продукции приобретает все большую значимость.

Сероводород не только обладает высокой коррозионной активностью, но также является токсичным веществом, которое представляет опасность для окружающей среды и здоровья человека. Статистика показывает, что выход из строя оборудования в связи с содержанием в продукции серосодержащих соединений составляет 19,05% (рис.1). Поэтому применение эффективных методов подготовки природного газа с высоким содержанием сероводорода является важным направлением технологического развития.

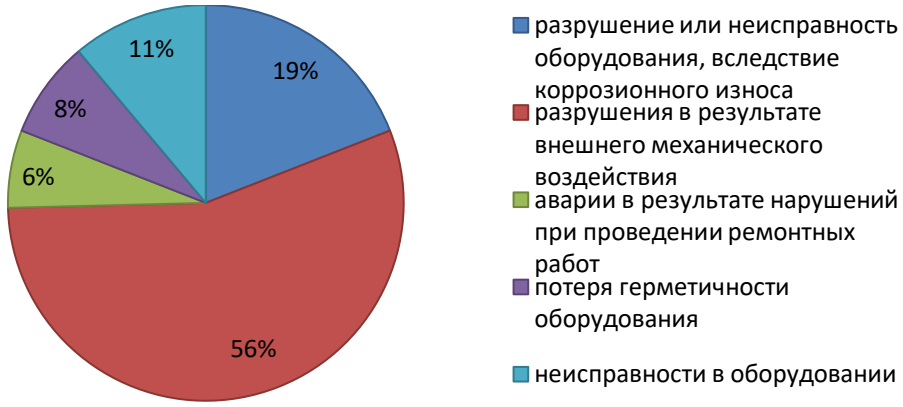


Рисунок 1 Основные причины возникновения аварий

Целью работы является анализ технологических решений, которые широко применяются для очистки природного газа от серосодержащих соединений, расчет их эффективности в программном продукте «Aspen Hysys», и выделение их особенностей в зависимости от условий работы.

В ходе анализа было выявлено, что наиболее распространенным способом очистки высокосернистого природного газа в России является абсорбционный метод, который включает использование моноэтиламина.

Задачами работы является анализ методов абсорбционной технологии очитки газов с использованием водных растворов аминов и качественный анализ их применимости в тех или иных условиях с выбором рентабельного варианта.

Анализ эффективности абсорбционной очистки газа проведён на основе компонентного состава природных газов Астраханского и Оренбургского ГКМ, которые являются крупными месторождениями с высоким содержанием сероводорода (H_2S) в России (табл. 1).

Таблица 1 - Компонентный состав природного газа

Состав газа, % / Месторождение	H_4	$_2H_6$	$_3H_8$	C_4H_{10}	C_4H_{10}	$_{5+}$	$_2S$	O_2	$_2$
Астраханское газоконденсатное месторождение	8,9	,35	,01	,18	,47	.79	8,28	4,49	,48
Оренбургское газоконденсатное месторождение	2,7	,9	,65	,22	,70	,92	,23	,34	,33

По результатам работы составлена таблица с преимуществами и недостатками выбранных методов очистки сероводородсодержащего природного газа, что позволит понять и оценить варианты развития данной отрасли в ближайшей перспективе на основе анализа внешних и внутренних факторов и моделирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Полякова, С. А. Анализ аварийности на объектах нефтегазовой отрасли России / С. А. Полякова, С. С. Ильичёв. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 16 (411). — С. 115-117.

2. ОАО «Волжский научно-исследовательский институт углеводородного сырья» (ОАО «ВНИИУС»). Постоянный технологический регламент на производство продукции. Установки очистки нефтяного газа от сероводорода.

УДК 621.643.053

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ЗОН ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ РАЗМЕЩЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРИАЭРОДРОМНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Е.М. Ковалев
УГНТУ, г. Уфа

С недавнего времени Воздушным кодексом (пункт 3 статьи 47) запрещено располагать опасные производственные объекты, к категории которых относятся объекты магистрального транспорта газа, в пятой подзоне приаэродромных территорий в случае, если их работа может повлиять на безопасность полетов воздушных судов.

Для аварий на магистральных газопроводах характерными опасными проявлениями являются ударная волна от расширения сжатого газа, разлет осколков труб, пожары в результате горения истекающего газа или образование зон загазованности природным газом при отсутствии воспламенения. Пожары в результате горения газа на объектах транспорта газа могут быть двух основных типов: пожар в котловане и загроможденном пространстве или струевые пламена.

Обоснование возможности размещения объектов магистрального транспорта газа в пятой подзоне приаэродромных территорий выполняется на основе анализа риска [1].

Одним из обязательных этапов анализа риска является определение зон действия опасных факторов при разгерметизации трубопроводов. Анализ риска при проектировании объектов проводится на основе методик, утвержденных приказами Ростехнадзора в установленном порядке.

Проанализировав работу [2] сделан вывод, что методики расчета последствий от разгерметизации газопроводов ориентированы главным образом на наземные объекты и людей на поверхности земли, чего до недавнего времени было достаточно. Но в настоящее время актуальными стали работы [1], посвященные рассмотрению воздействия поражающих факторов аварий на воздушные суда, пролетающие над магистральными газопроводами.

В работе выполнен анализ применимости действующих методик расчета зон воздействия осколков, ударной волны, теплового излучения и зон загазованности при авариях на объектах магистрального транспорта газа, а также ведется разработка рекомендаций по совершенствованию действующих методик для применения их в оценке воздействия на воздушные суда, находящиеся в воздухе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аверкиев А.А., Чуркин Г.Ю., Таланова Н.Н., Софьин А.С. Критерии допустимого риска при обосновании безопасности размещения магистральных газопроводов в пределах пятой подзоны приаэродромной территории // Безопасность труда в промышленности 2023 №3. С.83 – 89.
2. С.В. Овчаров, Ю.В. Гамера, Ю.Ю.Петрова О новом руководстве по безопасности «Методика оценки риска аварий наопасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа» // Газовая промышленность 2019. № 8 (788). С. 100-109.

УДК 622.692.4.07

УЧЕТ ДЕЙСТВИЯ РАСТЯГИВАЮЩЕГО УСИЛИЯ НА ИЗОГНУТОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ С ПОДЪЕМОМ В ТРАНШЕЕ

Э.И. Латыпов, Б.Р. Шайбаков, Х.А. Азметов
УГНТУ, г. Уфа

Рассматриваются вопросы совершенствования действующей методики расчета на прочность участков трубопроводов линейной части магистральных нефте- и газопроводов при ремонте с подъемом при действии растягивающего усилия и определения основных технологических параметров ремонта с подъемом трубопровода.

Поддержка работоспособности в течение продолжительного времени является одной из главных задач эксплуатации. Как и любая инфраструктура, трубопроводы требуют постоянного обслуживания и ремонта, чтобы обеспечивать безаварийную работу.

Однако, в известных методиках [1-3] не учитываются продольные усилия при определении технологических параметров ремонта. Анализ нормативной базы показывает, что параметры ремонтной колонны в указанных документах определены для условий строительства трубопроводов в «средней полосе» страны, где разность температур металла труб при эксплуатации и строительстве, а также возникающие продольные усилия, вызванные этим температурным перепадом, являются незначительными и практически не влияют на технологические параметры капитального ремонта.

Данное исследование позволило определить, что действие продольного растягивающего усилия в трубопроводе приводит к изменениям параметров капитального ремонта трубопровода при подъеме, повышению уровня механических напряжений в стенке трубопровода и снижению безопасности проведения ремонтных работ. Технологические параметры ремонта трубопровода при подъеме следует определять с учетом продольных растягивающих усилий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2003. № 1. URL: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf.
2. Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Капитальный ремонт нефтепроводов без остановки перекачки. М.: Недра, 1967. 127 с.
3. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 2005. 248 с.

УДК 692.692.4.08

PILOT-BIM В ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Т.Р. Насибуллин, Д.Р. Сайранова
УГНТУ, г. Уфа

Pilot-BIM представляет собой базу данных, которая содержит информационную модель капитального строительства и обладает потенциалом дальнейшего развития. Во время этапа «Проектирование» Pilot-BIM находит применение в автоматизации процесса коллективной разработки проектно-сметной документации, координированной сборке консолидированной модели и визуальной проверке на наличие коллизий.

При помощи IFC-файлов данные из различных инструментов попадают в Pilot-BIM, где они служат контейнерами для получения информации. В результате собирается консолидированная модель. Точно таким же образом в систему поступает информация о любых изменениях, которые происходят с объектом строительства.

Pilot-BIM не зависит от форматов файлов, а поддерживает их использование с помощью специально разработанного компонента CAD-Farm. Этот компонент конвертирует модель из инструмента (Renga, Revit и др.) в формат IFC, что позволяет разработчику модели использовать ее в обычном режиме.

Как правило, алгоритм получения сводной скоординированной модели с использованием возможных решений выглядит следующим образом: части модели извлекаются из среды общих данных, потом загружаются для координации и проверки модели, после этого происходит потеря связи с исходными файлами. На весь процесс необходимо много времени, а если происходит изменение файла, даже его части, то процесс повторяется заново и модель перестраивается. Затраты времени особенно заметны при сборке крупных файлов: жилых кварталов или промышленных объектов.

В Pilot-BIM интегрированная модель автоматически собирается, а при обновлении актуализируются лишь измененные части. Как результат, для нас всегда доступна актуальная и согласованная сводная модель, начиная с самого раннего этапа строительства.

Создание сводной модели объекта на ранних стадиях позволяет проверять модель до того, как стоимость исправления ошибок начнет возрастать. Визуальный контроль коллизий и возможность работы с замечаниями позволяют проводить экспертизу модели, назначая ответственных лиц за устранение конфликтов. Путем обсуждения замечаний, можно быстро уточнить детали, предоставить необходимые документы и установить статус работы по нему.

Таким образом, данную среду данных будет полезно внедрить в учебный процесс, так как она может использоваться на протяжении всего жизненного цикла строительства систем объектов трубопроводного транспорта.

УДК 622.276.8

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО ЦИФРОВОГОДВОЙНИКА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

А.Р. Пестряева, С.Н. Фёдоров
УГНТУ, г. Уфа

Сегодня цифровые двойники являются прогрессивной парадигмой в рамках промышленной автоматизации. Заказчики выбирают альтернативу дорогостоящему техническому переоснащению производства, а организации, участвующие в разработке нефтегазового комплекса полностью готовы к использованию цифровых двойников.

Подготовка нефти на предприятиях связаны с проблемой обеспечения давления насыщенных паров и содержания сероводорода в товарной нефти. Добываемая из скважин нефть, отличаются между собой по химическому составу и по количеству растворенных в них газов, содержанию сероводородов. По этой причине, из-за ряда сопутствующих факторов свойства суммарного потока точно неизвестны.

Для поддержания качества получаемой нефти и автоматизации процесса ее подготовки является актуальной, а проблемы можно решить с помощью цифровых двойников, моделирующих поведение реальных объектов в процессе первичной подготовки нефти [1].

Для построения двойника сделан анализ технологического процесса подготовки нефти как объекта управления классического варианта (рисунок 1).

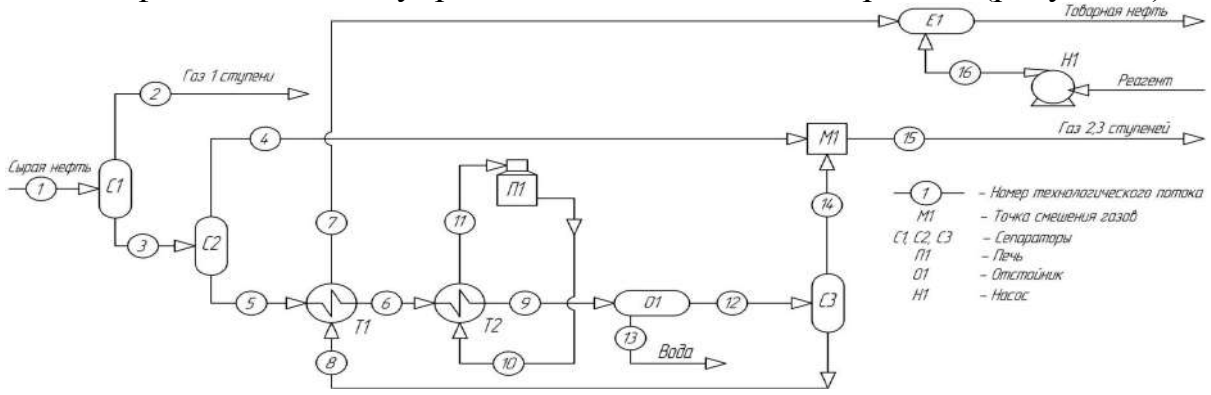


Рисунок 1 – Схема технологического процесса подготовки нефти

Анализ показал влияние на качество подготовки нефти, могут быть выделены следующие:

$T_{печь}$ – температура теплоносителя на выходе из печи;

$G_{реаг}$ – расход регента, поступающего на нейтрализацию H_2S.

Обрабатываемая информация имеет численный характер, что позволяет использовать нейронную сеть как модель объекта с нечеткими или неопределенными характеристиками [2].

Нейронная сеть, в роли цифрового двойника в системе управления установкой подготовки нефти, была обучена на полученных и накопленных экспериментальных данных, таких как, удельный расход и тип реагента-деэмульгатора,

температура и продолжительность отстаивания обработанной реагентом эмульсии.

Обучение искусственных нейронных сетей выполнялось в программном пакете MATLAB версия R2017b (9.3.0.713377) 64bit. С помощью модуля Neural Network Toolbox были спроектированы и обучены нейронные сети прямого распространения (FF/FFNN - Feed forward neural networks) с количеством нейронов 1, 10, 50, 100.Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты обучения искусственных нейронных сетей

Активационные функции	Количество нейронов скрытого слоя	Метод обучения*	Среднеквадратичная ошибка
Линейная логистическая	1	ГС	0,0147000
		ЛМ	0,0139000
	10	ГС	0,1780000
		ЛМ	0,0004000
	50	ГС	0,0012000
		ЛМ	0,0000300
	100	ГС	0,0011200
		ЛМ	0,0000040
Линейная гиперболическая тангенциальная	1	ГС	0,0140000
		ЛМ	0,0141000
	10	ГС	0,1580000
		ЛМ	0,0003700
	50	ГС	0,0009000
		ЛМ	0,0000036
	100	ГС	0,0008400
		ЛМ	0,0000007
*ГС – обучения методом градиентного спуска, ЛМ – метод обучения Левенберга – Марквардта			

Оптимальным числом нейронов является количество от 10 до 50, ошибка которых принимает от 10^{-4} до 10^{-6}, с учётом размерности выходного параметра модели представляет ошибку от 1% до 0.01%.

Обучение нейронной сети проводилось с целью минимизации разницы между обучающим значением заданного параметра и рассчитанным нейронной сетью значением. После обучения сеть стала нечувствительной к малым изменениям входных сигналов и выдает правильный результат на выходе.

Полученный цифровой двойник, при проектировании установки, может использоваться как элемент системы управления процессом подготовки нефти. Технологическое оборудование и электронно-вычислительные компоненты остаются унифицированным, а разработка модели при проектировании установки для каждого объекта должна проводиться индивидуально.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. – Казань: «Фэн», 2000. – 416 с.

2. Аксенов, С.В. Организация и использование нейронных сетей (методы и технологии) / С.В. Аксенов, В.Б. Новосельцев // Томск, 2006.

УДК 624.159.11

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ФУНДАМЕНТОВ КОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТОВ

Р.И. Рамазанов, З.Ф. Исмагилова
УГНТУ, г. Уфа

Вибрационные нагрузки представляют основную опасность для конструкции компрессорных агрегатов и зачастую они являются причиной аварийных ситуаций. Важно чтобы фундаменты под газоперекачивающее оборудование были достаточно надежными, обладали необходимой прочностью, малой чувствительностью к динамическим нагрузкам, малой осадкой. Необходимо отметить, что компрессорные станции располагаются в различных геологических и климатических условиях, где зачастую сроки строительства, доставка материалов и производство строительно-монтажных работ затруднены, в связи с чем, есть необходимость в оптимизации конструктивных решений фундаментов, применение и внедрение методов, направленных на снижение динамических воздействий на основание и фундаменты.

На сооружениях компрессорных станций в качестве фундаментов для газоперекачивающих агрегатов широко применяются массивные, рамные и свайные типы фундаментов. Отличительным достоинством массивных железобетонных фундаментов является малая чувствительность к вибрационным нагрузкам, высокая несущая и демпфирующая способность. При этом массивный фундамент является наиболее затратным по материалу. Достоинством рамного железобетонного фундамента является его применение для газоперекачивающих агрегатов, устанавливаемых на плюсовых высотных отметках. К недостаткам данного вида можно отнести сложность выполнения работ и сроки строительства. Свайный тип фундамента применяют на слабых грунтах. Сваи позволяют передавать нагрузки на плотные грунты, лежащие глубоко от поверхности, обладающие большей несущей способностью. Свайный тип обладает значительными экономическими преимуществами, такими как малый объем земляных работ, срокам возведения фундаментов и значительным снижением расхода бетона и трудоемкости возведения.

В работе рассмотрены альтернативные варианты фундаментов компрессорных агрегатов. Такими могут являться фундаменты с применением различных конструктивных решений и мероприятий, направленных на снижение вибрационных воздействий на конструкцию фундамента. На сегодня существует ряд разработок и изобретений в данной области, которые в разной степени обеспечивают снижение воздействия динамических усилий и вибраций от оборудования на фундамент. Ожидается, что применение в совокупности данных решений обеспечит выбор наиболее оптимального и надежного фундамента и позволит значительно сократить затраты на строительство. Выделим ряд основных методов и конструктивных решений:

- применение виброизоляторов обеспечит необходимый режим работы, отвечающий требованиям безопасной эксплуатации, снизит динамиче-

скую составляющую нагрузки. Виброизоляторы позволяют регулировать высотное положение оборудования путем установки дополнительных элементов в случае неравномерных осадок основания. Данный метод является довольно простым решением и порой единственным возможным решением по устройству фундаментов турбоагрегатов, например, в случае реконструкции объекта, увеличении мощности оборудования и т.п.;

- применение виброизолирующих систем, например, метод повышения динамической жесткости фундамента. Способ заключается в компенсации колебаний фундамента, путем присоединения отдельно расположенных на поверхности грунта грузов, заданных масс и размеров с помощью соединительного комплекса. Данное решение позволит сократить сроки строительства, ввиду снижения затрат на производство монолитных бетонных работ, что актуально в условиях северных климатических регионов;
- применение автоматизированных блоков регулирования вибрации компрессорных агрегатов позволяет стабилизировать силовую турбину и обеспечивает работу центробежного нагнетателя в безопасной зоне. Что в конечном итоге исключает возникновение аварийных вибрационных нагрузок на фундамент, тем самым повышает надежность и снижает его материалоемкость;
- обеспечение правильного выбора расчетной модели системы агрегат-фундамент-основание. На этапе разработки проекта необходимо наличие качественных инженерно-геологических изысканий, изучения опыта проектирования, строительства и эксплуатации подобных сооружений в данной местности. Также необходимо иметь полные достоверные сведения о конкретном применяемом компрессорном оборудовании, его конструктивных особенностях, критических нагрузках, передающихся на фундамент и перспективного возможного расширения технологического процесса.
- систематические вибрационные наблюдения на фундаменте в течение всего установленного срока эксплуатации компрессорного агрегата позволяют оценивать общее состояние фундамента во времени и осуществлять раннюю диагностику развития негативных явлений в теле конструкции фундамента и контактной зоне. Отсюда следует, что при высокой культуре эксплуатации и своевременном качественном ремонте можно говорить о достаточно больших резервах успешной работы данного оборудования на длительную перспективу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Евдокимов Я.В. Регулирование ГПА: возникающие проблемы и пути их решения // Современные Технологии Автоматизации – 2009 – №2 – С. 36-42.
2. Лавелин В.Е. Ямов В.И. Активная виброизоляция фундаментов турбоагрегатов// Академический вестник УралНИИпроект РААСН – 2015 – №2 – С. 77.
3. Пат. 2687211 Российская Федерация, МПК E02D 31/08 (2006.01). Способ повышения динамической жесткости фундамента при вибрационной нагрузке и устройство для его реализации. / Тюрин М.А., Бочаров М.Е., Клейменов Е.А.; патентообладатель ООО "Газпром проектирование" – 2018137569; заявл. 25.10.2018; опубл. 07.05.2019.

УДК 622.692.4

АКТИВНЫЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗОНЫ КОРИДОРА ГАЗОПРОВОДОВ В ЗАПАДНОМ ПРИУРАЛЬЕ

С.К. Рафиков, Г.С. Шарнина, Р.Р. Булатов
УГНТУ, г. Уфа,
Р.Г. Аскаров, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

В настоящее время придается большое значение защите природных массивов и целых территорий от различных техногенных воздействий при строительстве и эксплуатации трубопроводов в соответствии с ужесточением природоохранного законодательства, продиктованного рядом международных экологических конвенций. В данной работе выполнено обобщение наблюдений за активными геодинамическими зонами и трубами в коридорах газопроводов, проходящих от северной границы Республики Башкортостан до с. Красный Ключ на участке протяженностью около 92 км. В результате анализа геологических материалов, материалов аэрофотосъемки, географических карт и данных полевых обследований были выявлены двадцать пять активных геодинамических зон. Из них средствами сейсмоакустической разведки и электроразведки были выделены пять участков для проведения шурфовки, полевых геологических исследований, диагностики и измерения напряжений в стенках труб, установлены виды и величины перемещений границ блоков геодинамических зон, определены скорости перемещений и методом конечных элементов определены напряжения в стенках труб, созданные этими перемещениями, рабочим давлением и расчетным температурным перепадом.

Сравнение с напряжениями, определенными без учета влияния геодинамических зон, показало, что напряжения, определенные с учетом влияния геодинамических зон, в 1,3-2,0 раза превышают напряжения от рабочего давления и температурного перепада, но не превышают предела текучести стали. То есть толщина стенок труб, рассчитанная с учетом нормативных коэффициентов, достаточна для данного участка.

УДК 622.692.4

РЕМОНТ ДЕФЕКТА ТИПА «РАССЛОЕНИЕ МЕТАЛЛА» МЕТОДОМ СТРЕСС-ТЕСТА

С.К. Рафиков, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа,
Р.Г. Аскаров, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

Надежность магистральных трубопроводов обеспечивается за счет диагностики, ремонта и реконструкции объектов систем трубопроводного транспорта. В настоящее время проблема поддержания технического состояния магистральных трубопроводов обострилась в связи с их моральным и физическим старением. Многие трубопроводы эксплуатируются более 50лет и имеют дефекты, в том числе расслоения металла стенок труб, оказывающие значительное влияние на снижение надежности трубопроводов, потому актуальным является вопрос о способах повышения надежности магистральных трубопроводов с такими дефектами.

В данной работе выполнен анализ напряжений в стенках труб магистрального трубопровода с дефектами типа «расслоение металла» методом конечных элементов с помощью программного комплекса ANSYS. Расчеты напряжений выполнены для участков трубопровода с тремя типами дефектов -расслоение металла без выхода на поверхность (внутри стенки трубы); расслоение металла с выходом на внутреннюю поверхность трубы; расслоение металла с выходом на наружную поверхность трубы - при различных значениях рабочего давления. Выполнено сравнение максимальных напряжений в сечениях трубопровода с расслоениями, имеющими выход на внутреннюю и наружную поверхность стенки трубы и без выхода на поверхность [1].

Для исследования был выбран объект со следующими характеристиками: трубопровод диаметром 325 мм, толщина стенки 9 мм, длина труб 11,5 м, марка стали – Ст4, класс прочности – К42, механические характеристики стали: временное сопротивление разрыву – 412 МПа; предел текучести – 245 МПа; относительное удлинение 21%. Значения рабочего давления в трубопроводе: первое - 3,4 МПа, соответствующее текущему режиму работы трубопровода, второе - 5,4 МПа, соответствующее проектному давлению, третье - 8,1 МПа, соответствующее испытательному давлению $1{,}5P_{раб}$.Описание дефекта: дефект типа «расслоение металла», длина дефекта в продольном направлении – 11,5 м.

Авторами данной работы разработаны три модели дефектов типа «расслоение металла»:

1. Расслоение металла без выхода на поверхность (внутри стенки трубы).
2. Расслоение металла с выходом на внутреннюю поверхность трубы.
3. Расслоение металла с выходом на наружную поверхность трубы.

Целью расчета являлось определение максимальных и средних значений напряжений на бездефектном участке трубопровода и на участках с дефектами типа «расслоение металла» (расслоение металла без выхода на поверхность (внутри стенки трубы), расслоение металла с выходом на внутреннюю поверхность трубы, расслоение металла с выходом на наружную поверхность трубы), и

сравнение их для выявления типов расслоений, создающих наибольшую концентрацию напряжений.

По результатам расчета сделаны следующие выводы:

1. Расчетами методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS установлено, что расслоения металла стенки трубы магистрального трубопровода без выхода на поверхность увеличивают максимальные напряжения от внутреннего давления на 5,78 – 7,32% по сравнению со стенкой без расслоения металла.

2. Расслоения с выходом на внутреннюю поверхность стенки трубы увеличивают напряжения в зоне, прилегающей к точке выхода расслоения на поверхность, на 22,88 – 24,76% вблизи внутренней поверхности и на 31,4-31,99% вблизи средней окружности сечения стенки.

3. Для данного конкретного трубопровода запас прочности при максимальном рабочем давлении на участках категории I, II и B с выходом расслоений на поверхность не обеспечивается.

Актуальным является вопрос о способе ремонта дефекта типа «расслоение металла». Мировой опыт и результаты исследований по испытаниям трубопроводов методом стресс-теста подтверждают эффективность данного способа для торможения развития трещиноподобных дефектов, к которым относится расслоение с выходом на поверхность. Испытание методом стресс-теста представляет собой особую форму гидравлического испытания. Являясь испытанием на прочность и испытанием под нагрузкой, оно должно довести напряжения в стенке трубы до фактического предела текучести при растяжении на самом слабом элементе трубопровода. Дополнительными измерениями и расчетами можно исключить возникновение недопустимых деформаций и сохранить достаточный запас при растяжении. Например, в Германии за последние 20 лет стресс-испытания оправдали себя при восстановительных испытаниях дефектных трубопроводов различного возраста. Данные трубопроводы, признанные экспертами частично потерянными, после проведения на них стресс-испытаний снова приобрели проектные эксплуатационные свойства [2].

Таким образом, способ ремонта трещиноподобных дефектов, к которым относится тип дефекта «расслоение стенки», методом стресс-теста является перспективным способом проверки трубопровода на прочность и методом ремонта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рафиков С.К., Аскаров Р.Г., Шарнина Г.С. Оценка прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла. - Журнал «Нефтяное хозяйство», 2023, №3. - С.95-99.
2. Отт К.Ф. Функция неметаллических включений в жизненном цикле сталей газопроводных труб // Газовая промышленность. – 1993. №7. – С. 32-35.

УДК 622.692.23

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

Я.Д. Светличный, А.В. Нагорнов
СамГТУ, г. Самара

Актуальность работы обусловлена тем, что в современных условиях в резервуарных парках участились случаи, когда донные отложения, не откачивают из резервуаров, вследствие чего происходит накопление большого количества не удаленных отложений, которые приводят к авариям и выводу резервуара во внеплановый капитальный ремонт. В работе предлагается автоматизировать процессы дренирования воды и удаления отложений за счёт установки в днище резервуара приямков-сборников и необходимого оборудования, обеспечивающего функционирование системы. Также в ходе выполнения работы был разработан алгоритм работы автоматизированной системы. В результате применения предлагаемой системы происходит снижение индивидуального риска; повышение безопасности и надежности эксплуатации резервуарных парков.

Проведенный обзор научно-технических источников по теме исследования позволил выявить ряд технических решений, относящихся к указанной проблематике.

Предлагаемое инновационное устройство автоматического ДПВ и УДО из резервуаров конструктивно состоит из приямков, расположенных по периметру днища резервуара, выполняющих функции сбора, накопления и удаления. Приямки-сборники оборудованы сифонным краном, на котором располагается вибрационный сигнализатор уровня, подающий сигнал о заполнении приямка донными отложениями, а также показывающий уровень раздела сред. Сифонный кран состоит из стояка, а на его свободной части устанавливаются шаровой кран с электроприводом, сигнализатор концентрации нефти в воде и отвод для слива в канализацию [1].Алгоритм работы предлагаемой системы следующий: в соответствии с нормативной документацией после 2 часов, от окончания приема нефти в резервуар, необходимо осуществить дренирование воды, если сигнализатор покажет значение плотности меньше 1, то дренирование ненужно, так как это говорит о наличии в приямке нефти. Если же показатель плотности будет равен 1 и несколько больше него, то в приямке находится вода и необходимо провести дренирование. В случае подтверждения операции происходит автоматическое открытие шарового крана и осуществляется слив воды. При появлении определенного значения сигнализатор оповестит об этом оператора и отправит сигнал на закрытие шарового крана и прекращение процесса дренирования.

Процесс удаления донных отложений будет проходить следующим образом: по истечению некоторого времени, которое определяется сортом нефти и содержанием в ней АСПО, а также количеством выпавшего осадка производится поворот винтовой мешалки в горизонтальной плоскости. Под действием центро-

бежных сил донные отложения перемещаются к стенкам резервуара, а затем отложения попадают в устройство сбора. После появления сигнала о заполнении приямков и значении плотности значительно превышающей 1 (2-3), подаётся сигнал на экран оператора, он принимает решение об удалении донных отложений (рисунок 1).

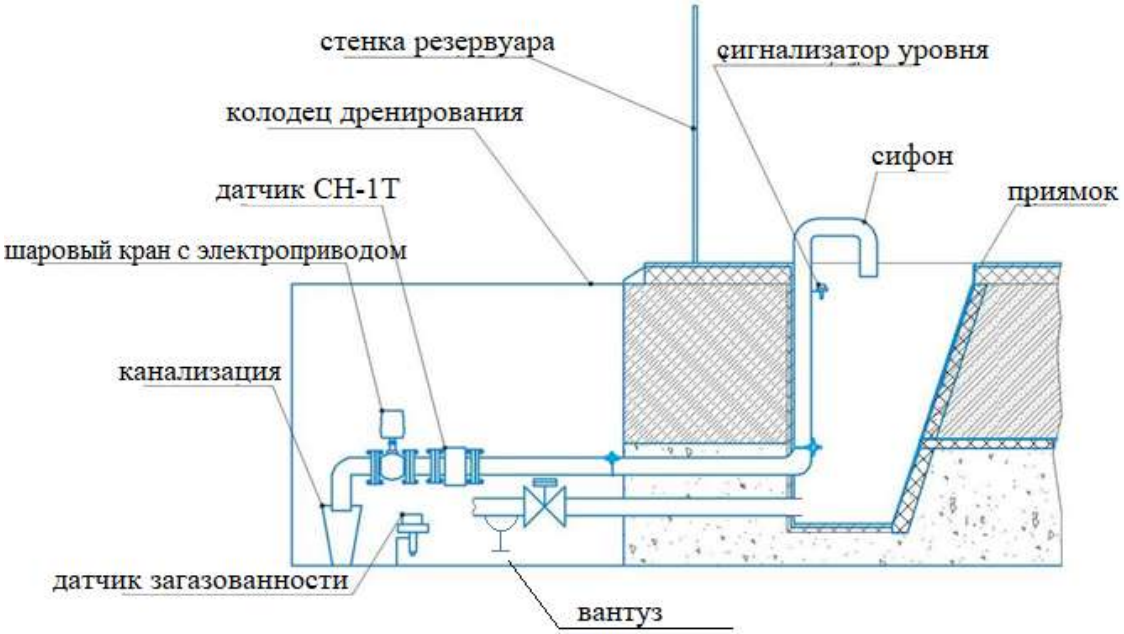


Рисунок 1 - Конструктивное исполнение предлагаемой системы

Индивидуальный риск - частота поражения персонала опасными факторами в течение года. На основе расчёта величины индивидуального риска можно сделать вывод о том, что среднее время обслуживания одного резервуара за год составляет 720 часов. Из них 180 часов отводится на дренирование подтоварной воды. Автоматизация данного процесса снижает индивидуальный риск на 25 %.

Таким образом, внедрение предлагаемой автоматизированной системы приведет: к снижению образования нефтяного шлама в резервуарах с нефтью; к снижению объёмов работ по времени размыва и очистки резервуаров персоналом станции, а также человеческого фактора и риска.

Предлагаемая автоматизированная система может быть использована нефтедобывающими предприятиями, нефтеперерабатывающими заводами, публичным акционерным обществом «Транснефть» и «Роснефть» и другими организациями, использующими резервуары для хранения нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Харасов Э. Р., Землеруб Л. Е. Повышение безопасности эксплуатации резервуаров за счет автоматизации дренирования подтоварной воды и дистанционного выявления утечек // Нефтепромысловое дело. Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2020. с. 62-67.

УДК 622.691.4

ОБ ОПЫТЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБОСНОВАНИЯБЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА (НЕФТЕПРОВОДА ИЛИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА)

В.В. Смирнова
ООО «ГК «СИНЕРГИЯ», г. Москва

Основанием для проведения экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) обоснования безопасности опасного производственного объекта (ОБ ОПО) является требование п. 1 статьи 13 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы (с позиции промышленной безопасности и ЭПБ) могут быть отнесены к промысловым или магистральным трубопроводам. Соответственно, ЭПБОБ ОПО проводится на соответствие основополагающим требованиям промышленной безопасности, установленным в приказах Ростехнадзор от 11.12.2020 № 517 и от 15.12.2020 № 534.ОБ ОПО разрабатывается согласно п. 4 статьи 3 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ и приказу Ростехнадзор от 15.07.2013 № 306.

Из опыта ЭПБ ОБ ОПО основания для разработки ОБ ОПО:

А) Магистральные нефтепроводы (МН) и нефтепродуктопроводы (МНПП): недостающие в п. 14 приказа Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517 требования в части установления безопасных расстояний от оси трубы до иных объектов; отступление от п. 25 приказа Ростехнадзор от 11.12.2020 № 517 в части максимального диаметра трубопровода; отсутствие требований промышленной безопасности в части наличия предупреждающей и аварийной сигнализации о загазованности в рабочей зоне на открытых наружных установках МНПП; недостаточность требований в части организации контроля утечек на участках подземных переходов трубопроводов со сжиженными углеводородами через железные и автомобильные дороги общего пользования.

Б) Промысловые нефтепроводы- отступление от требования п. 892 приказа Ростехнадзор от 15.12.2020 № 534 в части недопустимости прокладки участка подземного нефтепровода через населенный пункт.

Основные показатели безопасной эксплуатации ОПО: индивидуальный риск гибели людей, удельная частота разгерметизации трубопровода, степень термического воздействия от аварий на сторонние объекты.

За текущий год ЭПБ (в качестве эксперта промышленной безопасности) проведена для ОБ ОПО, в состав которых входят нефтепроводы или нефтепродуктопроводы:

- изменений №6 и №9 в ОБ ОПО «Участок магистрального нефтепровода «Ярославль-Москва», обслуживаемый Рязанским РНУ» АО «Транснефть-Верхняя Волга»;
- ОБ ОПО «Участок магистрального нефтепровода «Каменный Лог - Пермь» АО «ТРАНСНЕФТЬ - ПРИКАМЬЕ»;
- ОБ ОПО «Система межпромысловых трубопроводов товарной нефти УПН "Кыласово" -ПНОС г. Пермь» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

- изменения №6 в ОБ ОПО «Участок магистрального кольцевого нефтепродуктопровода, обслуживаемый Володарским РНПУ» АО «Транснефть-Верхняя Волга»;

- изменения № 12в ОБ ОПО «Участок магистрального кольцевого нефтепродуктопровода, обслуживаемый Володарским РНПУ»;

- ОБ ОПО «Участок магистрального продуктопровода №2 УТЖУ» ООО «Газпром переработка».

Заключения ЭПБ ОБ ОПО успешно внесены в реестры ЭПБ Ростехнадзор.

Основными физическими эффектами при авариях на линейной части нефтепроводов и нефтепродуктопроводов являются: пожар пролива; пожар-вспышка; ударное воздействие на сторонние объекты топливно-воздушной смеси при сгорании. Согласно выполненных в ОБ ОПО расчетов зоны действия поражающих факторов могут составить несколько десятков и сотен метров.

При реконструкции ОПО зачастую наблюдаются стесненные условия (сложившаяся инфраструктура) и возникает необходимость обоснования фактических минимальных расстояний от оси труб до сторонних объектов, из опыта в ОБ ОПО устанавливались следующие, например: от оси труб до здания и сооружений автосалона- 25 м; до жилых домов и промышленных предприятий -100 м; до автомобильной дороги - 25 м; до площадки остановки общественного транспорта и надземного пешеходного перехода- 25 м; до кабелей –5 м; до пешеходных переходов – 14 м; до пешеходных тротуаров - 5 м; до автозаправочной станции– 100 м и др.

Достаточность требований ОБ ОПО обоснована результатами анализа риска аварий с учетом принятых компенсирующих мероприятий, типовые далее: обвалование, противопожарная стена, опознавательные знаки, локальная система оповещения, дополнительное заглубление трубы, защитный кожух, система обнаружения утечек, регулярный обход трассы трубы, повышение категории и увеличение толщины стенки трубы, диагностика труб.

Типовые замечания к ОБ ОПО: отсутствует свидетельство о регистрации ОПО и сведений, характеризующих ОПО; не соответствие место нахождения ОПО; отсутствует техническое задание на ОБ ОПО или оно не соответствует требованиям; отсутствует информация о включении ОБ ОПО в состав проектной документации; несоответствие технических характеристик трубопровода по тексту ОБ ОПО; ошибки при балльно-факторной оценке частоты аварий на трубе; расчеты зон действия поражающих факторов приведены не для всех составляющих ОПО; отсутствует информация о высотных отметках размещения трассы трубопровода относительно ближайших объектов, зданий и сооружений; не обоснован установленный критерий риска; индивидуальный риск рассчитан не для всех реципиентов, др.

Таким образом, в ОБ ОПО установлены требования промышленной безопасности, при ЭПБ выполнена проверка полученных результатов, сделан вывод о соответствии ОБ ОПО требованиям промышленной безопасности.

УДК 622.692.23

СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРОСАДКИ ГРУНТА ПОД МОНОЛИТНЫМ СЕГМЕНТНО-СФЕРИЧЕСКИМ ФУНДАМЕНТОМ

М.Н. Сорокина
СамГТУ, г. Самара

В России каждый год добывается миллионы тонн нефти, которые хранятся в резервуарах вертикальных цилиндрических стальных (РВС). Из-за постоянного наполнения и опорожнения РВС, тяжести самого резервуара и оборудования, которое находится на нем, грунт под РВС неравномерно просаживается. Эта осадка основания может привести к напряженно-деформированному состоянию стенок и днища резервуара, коррозии в местах напряжения, а после к повреждению резервуара, экологическим и социальным последствиям.

В работе представлен монолитный сегментно-сферический фундамент, разработанный на кафедре СамГТУ «Трубопроводный транспорт». Фундамент представляет собой монолитный железобетонный диск, который имеет поверхность из набора полусферических сегментов, расположенных равномерно под РВС. Такая конструкция увеличивает площадь поверхности с грунтом и распределяет нагрузки в разных направлениях, что создает повышенную надежность, при сжимании сферы за счет распора, перпендикулярно касательным к точкам давления [1]. Данная конструкция ССФ позволяет контролировать просадку грунта под РВС с помощью системы управления, в которую входят датчики уровня, трубопроводы, резервуар с водой и песком, манометр, компрессор.

В существующем патенте по ССФ в системе управления (СУ) фундаментом применяются датчики уровня, которые вычисляют расстояние от грунта до датчика. В предлагаемой работе измерение объёма образовавшейся полости происходит за счет подачи сжатого воздуха, что исключает необходимость в использовании датчиков уровня в каждом сегменте, что повысит эффективность эксплуатации и экономичность СУ ССФ.

Способ измерения объёма просадки (рисунок 1) в монолитном ССФ (1) с грунтовым основанием (4) заключается в том, что воздух подаётся с помощью компрессора (8) и ресивера (7) через входные трубки (2) малого диаметра в каждый сегмент до создания определённого давления, контролируемого манометром (5), при закрытых шаровых кранах (33, 22) на выходных трубках (3).

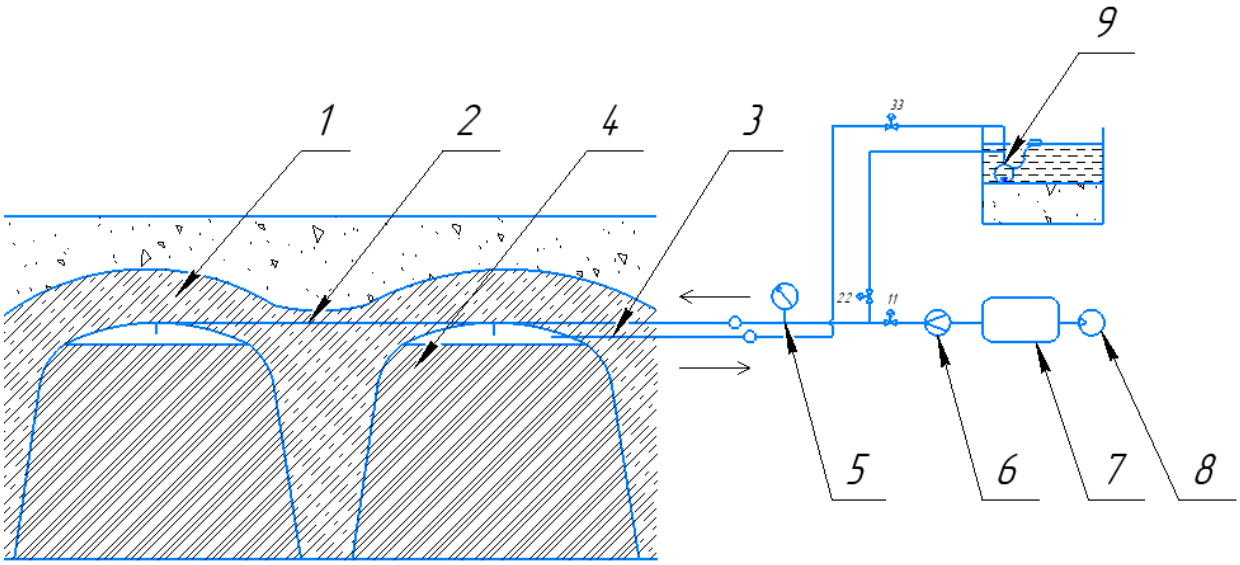


Рисунок 1 – Функциональная схема системы управления с помощью воздуха

При этом объем воздуха, закаченного в полость каждого сегмента, фиксируется расходомером (6), затем с помощью системы управления положением фундамента вычисляется разность между зафиксированным объемом и объёмом, измеренным в предыдущем замере. Если измеренный объём больше критического, то на автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора загорается аварийный сегмент, и оператор имеет возможность включения системы подачи песка (9). Измерение объёма просадки целесообразно делать 1-2 раза в месяц.

Улучшенный способ измерения объёма с помощью воздуха экономически выгодный, так как исключает датчики объема в каждом сегменте ССФ, с его помощью можно определить скорость просадок, очищать трубки от песка и воды, увеличивается срок службы РВС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Патент № 2015108102 «Фундамент для вертикального стального резервуара» от 2016.10.10 Тян В.К., Якупов Р.Р., Околот А.А., Терегулов М.Р., Землеруб Л.Е.

УДК 621.643; 620.19

КОНСТРУКЦИЯ НАНЕСЕНИЯ БИТУМНО-МАСТИЧНОГО ПОКРЫТИЯ НА НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ ТРУБОПРОВОДА В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ

Я.В. Степанов
ТИУ, г. Тюмень

Изоляция трубопроводов необходима для предотвращения коррозии, снижения теплопотерь, уменьшения шума и защиты от механических повреждений. Трубопроводы являются одним из наиболее подверженной коррозии объектов, так как они находятся в непосредственном контакте с водой, воздухом и другими веществами. Коррозия может привести к разрушению труб, что может вызвать утечки и аварии на трубопроводах. Для предотвращения коррозии на трубопроводах используются различные изоляционные материалы и способ их нанесения. Однако, несмотря на эти меры, коррозия все еще является одной из главных проблем в области трубопроводов.

В работе выполнен анализ данных Ростехнадзора и Европейской ассоциации EGIG, который показал, что большое количество аварий магистральных трубопроводов происходят именно из - за коррозионных разрушений.

Проанализированы существующие технологии нанесения битумно-мастичного покрытия на наружную поверхность трубопровода в трассовых условиях. Выявлены общие недостатки существующих технологий: подготовительные работы некоторых методов могут занимать много времени, что замедляет строительные и монтажные работы, крупногабаритность конструкций и их сложность приводит к тому, что требуется использование специальной техники и навыков персонала. Существует ручной метод нанесения изоляции на наружную поверхность трубопровода. Проблемой данного метода является то, что нанести битум по периметру и длине всей трубы ровным слоем определенной толщины без пузырей и посторонних включений, не является полностью возможным.

Для решения выявленных проблем спроектирована конструкция нанесения битумно-мастичного покрытия на наружную поверхность трубопровода в трассовых условиях (рисунок 1). Конструкция состоит из 8 основных элементов: бак для изоляционного материала, труба стальная бесшовная, две несущих рамы с ограничителями движения, две рамы, выполняющие роль обечайки, затвор для свободного доступа валика к трубопроводу, валик для распределения и укладки изоляционного материала. Устройство доставляется к месту проведения изоляционных работ в машине способной перевозить грузы габаритом 1500х750х1000мм (для трубопровода DN 1400). Монтаж и эксплуатацию данного оборудования будут способны выполнять 2-3 человека без использования специальной техники, так как вес изделия будет не более 90 кг, что соответствует правилам по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов, утвержденных приказом Минтруда России от 28.10.2020 N 753н установлены нормы поднятия.

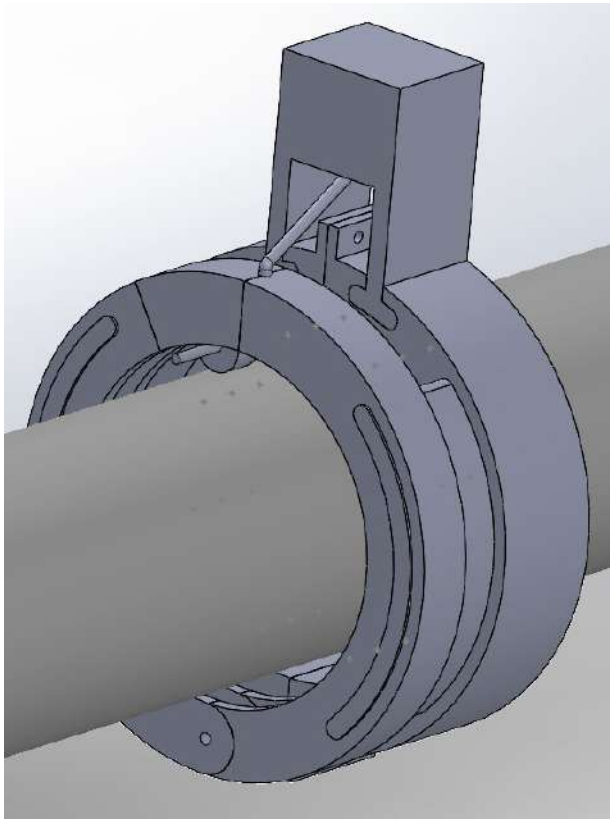


Рисунок 1 – Конструкция нанесения битумно-мастичного покрытия на наружную поверхность трубопровода

Принцип и порядок действий:

1. Подготовка изоляционной поверхности
2. Сборка (монтаж) данной конструкции на трубопроводе
3. Заполнение бака материалом для изоляции трубопровода
4. Движение изоляционного материала по трубе от бака на изолируемый трубопровод
5. Распределение изоляционного материала по площади трубопровода, ограниченной "обечайкой", с помощью валика
6. Передвижение установки к следующей позиции и повторение пунктов 2-6

Данное устройство представляет собой новаторское решение для нанесения качественной изоляции на стальные трубы в полевых условиях. Оно отличается от традиционных методов изоляции труб тем, что его компактные размеры и легкий вес позволяют легко устанавливать и эксплуатировать без привлечения специализированной техники.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие – Томск: Изд-во: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.-118 с.

УДК 621.642.07

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОГО ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

Е.Г. Трифонов, М.Э. Дусалимов
УГНТУ, г. Уфа

В современном мире сжиженный природный газ (СПГ) имеет все большее значение для экономик многих стран и занимает все большее место в мировой торговле энергоносителями. Развитие мирового рынка СПГ характеризуется расширением круга экспортеров и импортеров сжиженного газа, увеличением его роли в покрытии энергетических потребностей многих стран, усовершенствованием технологий на всех стадиях производственно-сбытовой цепочки, наращиванием мощностей по сжижению и регазификациии и расширением транспортной инфраструктуры [1,2].

Для более подробного изучения изотермических резервуаров необходимо использовать МКЭ с помощью программного комплекса ANSYS.

Построение геометрии ИР в программе ANSYS реализовано в модуле DesignModeller, позволяющем применять методы 2D-эскизирования, и последующего параметрического создания трехмерных моделей.

На рисунке 1 представлена конечная геометрическая модель создаваемого ИР.

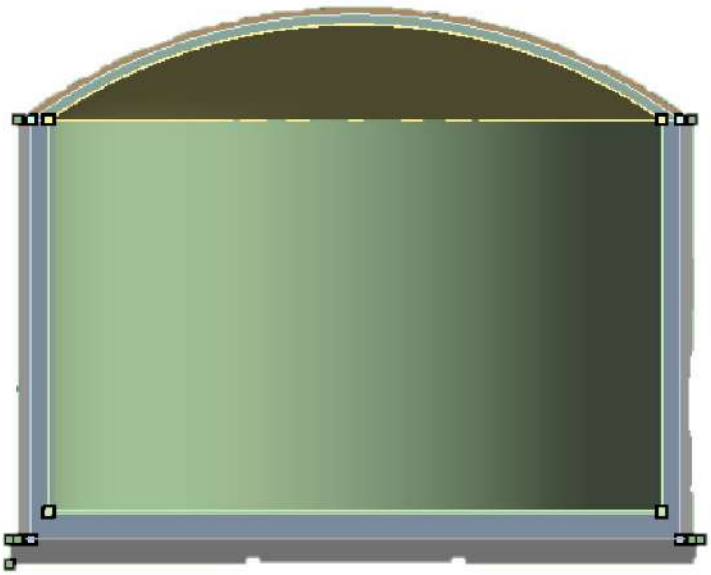


Рисунок 1 – Геометрическая модель ИР в программном комплексе Ansys

На рисунке 2 представлены результаты расчета в программном комплексе ANSYS, по итогу которого мы можем видеть графическое отображение теплообмена ИР с окружающей средой.

Из рисунка видно, что теплоизоляция, выполненная из вспученного перлита с компенсационными матами из минеральной ваты препятствует излишнему испарению СПГ, а также стремится к сохранению требуемой температуры внутри конструкции с учетом характеристик СПГ.

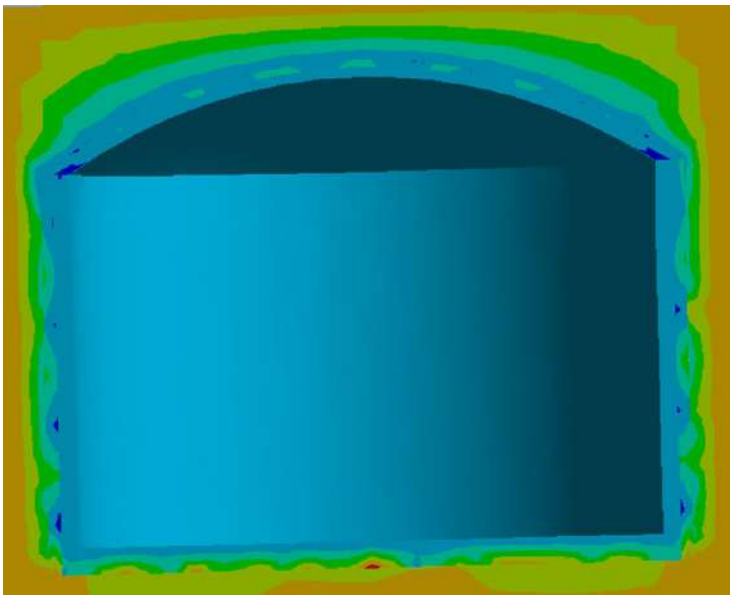


Рисунок 2 – Результаты расчета и графическое отображение теплообмена ИР с окружающей средой

Исходя из представленных данных можно заключить вывод, что данная модель в дальнейшем может быть представлена для более подробного исследования ИР, а также влияния теплоизоляции на различные свойства ИР, учитывая конструктивные особенности. Также в дальнейших исследованиях планируется создание подобных моделей ИР для того, чтобы сравнивать различные свойства теплоизоляционных покрытий и их влияние на скорость испарения, на сохранение температуры внутри конструкции, а также для того, чтобы создать способ модернизации существующих видов теплоизоляции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баранов А.Ю., Соколова Е.В. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей. Часть 1: Учебное пособие. – СПб: Университет ИТМО, 2017. – 95 с.
2. Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский. – М.: «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.

УДК 622.692.4.07

ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДАРАННЕЙ ОЦЕНКИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ НА ОСНОВЕ ЛИНЕЙНЫХ НАПРАВЛЕННЫХ ВОЛН

Тянь Ифань, А.Г. Палаев

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Основная цель данного исследования заключается в создании математической модели для метода ранней диагностики повреждений полиэтиленовых труб на основе линейных направленных волн с последующей цифровой апробацией на возможность детектирования различных дефектов в материале трубопроводов[1,2].Математическая модель базируется на уравнения распространения акустических волн в сплошной среде, цифровая модель базируется на рефлексном детектировании несплошности материала полиэтиленовых труб с помощью ультразвуковых линейно направленных волн.

Используя модуль SolidworksSimulation, проведено моделирование распространения линейно направленных ультразвуковых волн в полиэтиленовых трубах. Полученные результаты подтверждают равномерное распространение волнового фона вдоль трубопровода с увеличением частоты волнового рисунка на краях и затухание начальных флуктуаций. Результаты исследования указывают, что предложенный метод детекции дефектов полиэтиленовых труб обладает способностью обнаруживать неоднородности в материале, включая разнообразные трещины [3]. Волновые функции графиков демонстрируют всплески начальных импульсов и рефлексных волн от поверхности дефектов, что может быть использовано для классификации дефектов и разработки соответствующего оборудования [4]. Проверка метода на ранних стадиях дефектов с помощью моделирования округлых дефектов и корректировки начальных условий показала его работоспособность на начальных этапах развития дефектов, с учетом характера уменьшения амплитуды графиков распределения волновой функции на ранних стадиях.

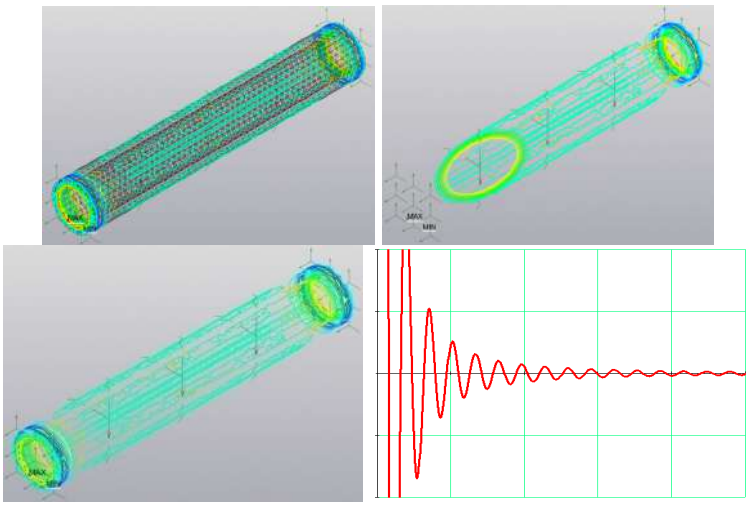


Рисунок 1 – Результаты моделирования распространения линейно направленных ультразвуковых волн в моделируемом участке полиэтиленового трубопровода

Все акустические эффекты при движении звуковых (в т. ч. ультразвукового спектра) волн в сплошной среде (в данном случае в толще стены полиэтиленовой трубы) описываются волновым уравнением:

$$\frac{\partial^2 U}{dt^2} = \frac{1}{c^2}\nabla^2 U = 0, \tag{2}$$

где U – функция, описывающая колебания среды, которая может быть применена для математического описания широкого спектра динамически изменяемых физических величин, характерных для соответствующей сплошной среды (электротехнические параметры, давление, плотность, скорость, смещение, прочее); t – период времени, в течении которого производится операция по детектированию нарушения сплошности среды; c – скорость движения акустической волны в сплошной среде; ∇ – лапласиан.

Учитывая небольшое затухание звуковой волны в стенке полиэтиленового трубопровода, что можно считать допустимым, то применяется методика решения волнового уравнения для моделирования распространения направленных ультразвуковых волн:

$$\frac{\partial^2 U}{dt^2} = c^2\left(\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2}\right), \tag{3}$$

При программной реализации моделирования детектирования дефектов полиэтиленовых трубопроводов используется численное решение волнового уравнения распространения линейно направленных ультразвуковых волн:

$$W = \frac{E}{\rho h^2}\begin{pmatrix} U_{i+1,j,k} + U_{i-1,j,k} + U_{i+1,j-1,k} + U_{i,j+1,k} + \\ + U_{i,j.k+1} + U_{i-j,k-1} - 6U_{i,j,k} \end{pmatrix};$$

$$V = V + W\Delta t; \tag{4}$$

$$U = U + V\Delta t;$$

Метод анализа линейно направленных ультразвуковых волн проявил высокую способность к выявлению разнообразных дефектов, включая округлые дефекты и трещины различных типов, что позволяет оперативно обнаруживать проблемы и минимизировать риски аварийных ситуаций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Chen, C.; Hou, H.; Su, M.; Zhang, S.; Jiao, C.; Zhao, Z. Near-Surface Defects Identification of Polyethylene Pipes Based on Synchro-Squeezing Transform and Deep Learning. Appl. Sci. 2023, 13, 5717. https://doi.org/10.3390/app13095717

2. Фаттахов М.М. Применение труб из термопластов при строительсве и реконструкции распределительныхтрубопроводов // Нефтяное дело. 2006. № 12. С. 1-14.

3. Бухин В.Е., Карин В.Ю. Полиэтиленовые распределительные газопроводы в России // Трубопроводы и экология. 2002. № 1. С. 26-28.

4. Палаев А.Г. Контроль качества сварных соединений полиэтиленовых трубопроводов / Тезисы и доклады XIIмеждународной конференции, Т. 4. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. С 111 - 114.

УДК 622.692.4.07

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА

Т.Р. Фазлеев, Г.Д. Васильев
УГНТУ, г. Уфа

В работе рассматривается повышение энергоэффективности магистральных газопроводов в следствие замены стального газопровода, на композитно-волокнистые трубопроводы.

Основной особенностью строительства и ремонта магистральных газопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрогеологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при прокладке и эксплуатации линейной части трубопроводов.

Установки катодной защиты служат для поддержания отрицательного потенциала на трубопроводе. Был проведен анализ УКЗ и выявлены следующие виды отказов: элементы преобразователя (19%); анодные заземлители (23%); обрывы проводов ЛЭП (35%); прочее (23%).

При длительной эксплуатации магистральных газопроводов без должной защиты от коррозии, срок их безаварийной работы составляет порядка 30-40 лет.

Зарубежный опыт применения композитных трубопроводов показал, что количество аварий значительно снизилось. В США за последние 20 лет аварийность снизилась на 0,24%, надежность трубопроводов в Канаде и Великобритании увеличилась, в 1,5-2 раза по сравнению с показателями предыдущего периода.

Тем не менее, уровень аварийности в трубопроводах газотранспортной системы России остается достаточно высоким (рисунок 1).

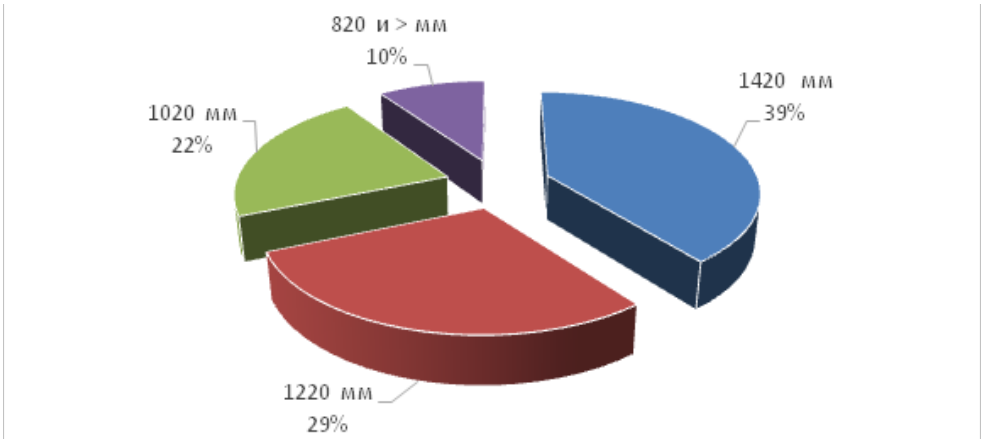


Рисунок 1 – Структура аварий на газопроводах различного диаметра, %

В работе рассмотрено сравнение экономического эффекта из составляющих данных при эксплуатации стального относительно композитного трубопровода, что в свою очередь эффективнее на 1,5 млн р./год.

Для решения данных проблем предлагаем применение композитного трубопровода состоящие из алюминиевой оболочки, на которой изнутри и снаружи закреплены слои полимера. Себестоимость композитных трубопроводов превышает стальные практически в 2 раза, но и срок эксплуатации соответственно, и может достигать практически 80 лет

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зубаиров, Т.А. Развитие технологий изготовления и применения труб из полимерных и композитных материалов//disserCat-электронная библиотека диссертаций. 2009. № 3.
2. Байков И.Р., Смородова О.В., Китаев С.В. Энергетическая эффективность нанокомпозитных трубопроводов // Нанотехнологии в строительстве. 2018. №3. С.20-36. DOI: dx.doi.org/10.15828/2075-8545-2018-10-3-20-36. http://nanobuild.ru/ru_RU/journal/Nanobuild-3-2018/20-36.pdf (дата обращения: 09.11.2021).
3. Ягубов Э.З., Ягубов З.Х. Проблемы применения композиционных труб в нефтегазовой отрасли и пути их решения//Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. № 4 (53). С. 33. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_22149708_71464059.pdf (дата обращения: 09.11.2021).
4. Смородова О.В., Костарева С.Н., Байков И.Р., Башарова Л.Р. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем//Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2019. № 1. С. 201-217.
5. Егорова Н.А., Змиенко Д.С., Козин И.В. Зарубежные тенденции композитных материалов для ремонта трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2017. № 4. С 44-53 дата обращения 09.11.2021).

УДК 528.835.042.3

АКТУАЛЬНОСТЬ СВОЕВРЕМЕННОГО ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ И ПЕРСПЕКТИВА СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ СМИК

Е.С. Фень
УГНТУ, г. Уфа

Несанкционированная врезка является существенным убытком для транспортирующей углеводороды компании. На момент 2019 года [2] количество обнаруженных незаконных врезок составляет 213, что является информацией по трубопроводам ПАО «Транснефть» и не включает сведения других топливно-энергетических компаний. Игорь Демин, [3] советник президента «Транснефти», пресс-секретарь, заявляет, что сумма ущерба за 2020 год достигает 616 млн. рублей, а сумма потерь за промежуток 2017-2020 годов составляет около 1,8 млрд руб.

Также убытком является не только сама кража углеводорода, который возрастает пропорционально времени обнаружения врезки, но и вред экологии. Проанализировав статистику аварий [1], был сделан вывод, что одной из основных причин возникновения аварийных ситуаций и нанесения необратимого вреда экологии является несанкционированная врезка в тело трубопровода. Одним из примеров является одна из крупных аварий на трубопроводе, связанных с несанкционированной врезкой, произошла в октябре 2011г. на Федоровском месторождении в районе Сургута. Тогда фонтан нефти высотой более 10 метров бил двое суток, ущерб от этой аварии оценили в 7 млн руб.

На сегодняшний день не имеется универсального способа для определения врезки. Применения различных методов может быть ограничено: профилем трассы, параметрами самого трубопровода, свойствами перекачиваемой в ней жидкости, и от направления и режима перекачки жидкости.

Можно обобщить условия, предъявляемые системе. Одни из этих условий: дистанционное контролирование, высокая чувствительность, низкая степень ложных срабатываний.

Таким решением может являться создание автоматической системы распознавания возможных угроз на трубопроводах, обладающей свойствами машинного обучение. Контроль целостности тела трубопровода будет осуществляться на основе изменения вибрационного колебания трубопровода. Врезка в трубопровод производится снятием изоляционного покрытия и дальнейшим сверлением тела под патрубок. Система фиксирует изменение вибрационного режима, которое является следствием использования сверла, и отправляет сигнал оператору. На сегодняшний день в СибАДИ (г. Омск) проведена научно-исследовательская работа [4] в этом направлении, получены многообещающие результаты.

В результате экспериментов было установлено, что вибрация, создаваемые сверлом, распространяется на большие расстояния. Создав специальный алгоритм выделения сигнала из шумов, было зафиксировано сверление трубопровода ручной дрелью на удалении 4 км от измерительных датчиков.

Исходя из вышеперечисленного можно сделать вывод, что создание СМИКа на основе вибрационных колебаний трубопровода с использованием машинного обучения является перспективным направлением для борьбы с преступной деятельностью, направленной на хищение продукта транспортной компании, а также минимизирует последствия вреда природе, в случае возникновении аварии при несанкционированной врезке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Султанмагомедов, Т. С. Влияние продольных перемещений трубопровода на напряженно-деформированное состояние при оттаивании участка многолетнемерзлого грунта / Т. С. Султанмагомедов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – Т. 12, № 4. – С. 331-339. – DOI 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339. – EDN BYAQAW
2. Справочно-информационный портал "Институт развития технологий ТЭК (ИРТТЭК)". Криминал на нефтяной трубе: воровство уменьшается, но становится всё изощрённее. [Электронный ресурс] - URL:http://irttek.org/research/kriminal-na-neftyanoy-trube-vorovstvo-umenshaetsya-no-stanovitsya-vsye-izoshchryennee.html
3. Справочно-информационный портал "Транснефть". Ущерб «Транснефти» от криминальных врезок в 2020 г. Превысил 600 млн руб.[Электронныйресурс] - URL: http://transneft.ru/media-center/newspress/publications/ushcherb-transnefti-ot-kriminalnykh-vrezok-v-2020-g-prevysil-600-mln-rub/
4. Патронов К.С. ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА// Успехи современного естествознания. – 2004. – № 4. – С. 73-74.

УДК 004.3'124

ПРОБЛЕМЫ ОТКАЗОВ СЕЗОННО-ДЕЙСТВУЮЩИХ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Р.Р. Хасанов, М.Р. Хакимов
УГНТУ, г. Уфа

Стремительно меняющиеся инженерно-геологические, климатические, гидрологические и экологические условия в криолитозоне диктуют строгие требования к изысканиям и проектированию зданий и сооружений. Однако, несмотря на это, часто недооценивается необходимость учета всех этих факторов, а наступающее глобальное потепление климата только усложняет ситуацию.

В соответствии с действующим законодательством, для сложных и ответственных объектов необходимо проводить геотехнический мониторинг на протяжении всего жизненного цикла. Важным аспектом этого мониторинга является контроль за работой систем термостабилизации грунтовых оснований, особенно учитывая изменяющиеся природно-климатические факторы. Однако существующая нормативная база не соответствует в полной мере необходимому уровню безопасности для нефтегазопромысловых объектов и других инженерных сооружений, расположенных в криолитозоне. В частности, климатические параметры, указанные в нормативной документации, значительно отличаются от реальных условий [5].

При проектировании и строительстве зданий и сооружений в криолитозоне применяются мерзлые грунты основания (используя первый принцип строительства на многолетнемерзлых грунтах). Чтобы обеспечить их устойчивость, широко применяются системы термостабилизации грунтов оснований (ТСГ). Одной из наиболее распространенных методик являются использование сезонно-действующие охлаждающие устройства, которые успешно применяются как в России, так и за рубежом.

Вопреки распространенности использование СОУ повсеместно наблюдается высокий процент отказа данных устройств. Проведенные исследования показали степень отказа сезонно-действующих охлаждающих устройств доходящую до 20–30% от общего числа продиагностированных термостабилизаторов, что совершенно недопустимо [6]. В исследовании использовалась методика диагностики с применением тепловизионных снимков. Это позволило быстро, качественно, дистанционно, точно и с высокой степенью информативности определить работоспособность СОУ на основании разности температур между конденсатором и окружающим воздухом.

Исследование помогло выявить наиболее вероятные причины отказов СОУ. К основным причинам относятся:

- утечка хладагента из внутренней полости сезонно-действующих охлаждающих устройств (полный отказ);
- неполное «включение» сезонно-действующих охлаждающих устройств, т.е. частичная работа, не обеспечивающая режим и характеристики, заявленные производителем (частичный отказ);

- повреждение и разрушение сезонно-действующих охлаждающих устройств в процессе транспортировки, погрузочно-разгрузочных и (или) монтажных работ (частичный или полный отказ);
- разрушение и разгерметизация сезонно-действующих охлаждающих устройств в процессе эксплуатации (частичный или полный отказ);
- разрушение или повреждение сезонно-действующих охлаждающих устройств в период эксплуатации вследствие вандализма (частичный или полный отказ).

Для исключения отказов сезонно-действующих охлаждающих устройств необходимо, в первую очередь, провести анализ, выявить и систематизировать факторы, которые оказывают влияние на качество производственного процесса. Очевидно, что качество термостабилизаторов при их производстве и монтаже сильно зависит от качества самого процесса производства, используемых материалов, применяемых методов работы и прочих факторов.

В связи с проблемой повышения температуры грунтов и деградации мерзлоты в криолитозоне, требуется разработка более строгих проектных решений для геотехнических систем, использующих охлаждающие устройства. Нормативные базы не обеспечивают достаточного уровня безопасности для объектов в криолитозоне. Для повышения надежности таких устройств предлагается проводить аудит производителей и правильно выбирать поставщиков термостабилизаторов на основе экспертного критериального анализа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стрижков С.Н., Варламов Н.В. Об обеспеченности нормативными документами в области проектирования, строительства и эксплуатации объектов ТЭК на многолетнемерзлых грунтах и на Арктических территориях / Сборник докладов Международной конференции «Нефтегазстандарт-2012», Санкт-Петербург, 2012 г. С. 12-18.
2. Стрижков С.Н., Скорбилин Н.А. Мониторинг как критерий оценки надежности объектов с системами температурной стабилизации грунтов // Трубопроводный транспорт. 2012. № 1 (29). С. 10-17.
3. Хрусталев Л.Н., Пармузин С.Ю., Емельянова Л.В. Надежность северной инфраструктуры в условиях меняющегося климата. М.: Университетская книга, 2011. 260 с.
4. Справочно-информационный портал "Погода и климат". Летопись погоды ЯНАО [Электронный ресурс] - URL:http://www.pogodaiklimat.ru/history/23330.htm
5. Стрижков С.Н., Загребнев А.С. Аэротепловизионные исследования систем температурной стабилизации грунта на объектах трубопроводного транспорта // Трубопроводный транспорт (теория и практика). 2012. № 4 (32). С. 8-12.

УДК 622.691.48

РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА

Л.Л. Хименко [1], Р.А. Бердников [1], А.С. Малеев [2], С.А. Котельников [1]
[1] Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия
[2] АО «НИИПМ», г. Пермь, Россия

На сегодняшний день водородная энергетика представляется перспективным путем решения целого ряда экологических проблем, однако её внедрение, в свою очередь, сопряжено со множеством трудностей. В частности, хранение и транспортировка водорода осложняется малым размером и высокой химической активностью его молекул, процессами охрупчивания сталей, из которых по преимуществу состоят резервуары и трубопроводы.

Очевидным способом защиты поверхностей от агрессивного влияния среды является нанесение покрытий, в т.ч. на полимерной основе.

Нами предложен и исследован ряд защитных полимерных покрытий, полученных на основе полиэфир-изоцианатных систем, наполненных терморасширенным графитом (рисунок 1). Терморасширенный графит синтезирован в генерирующем составе на основе системы «интеркалированный графит – металлическое горючее – окислитель», пара окислитель-горючее служит источником термоудара. Фрагмент полученного покрытия выдерживали в среде газообразного водорода в течение 126 часов, определяли физико-механические характеристики и сопоставляли их с таковыми до выдержки в водороде (таблица 1).

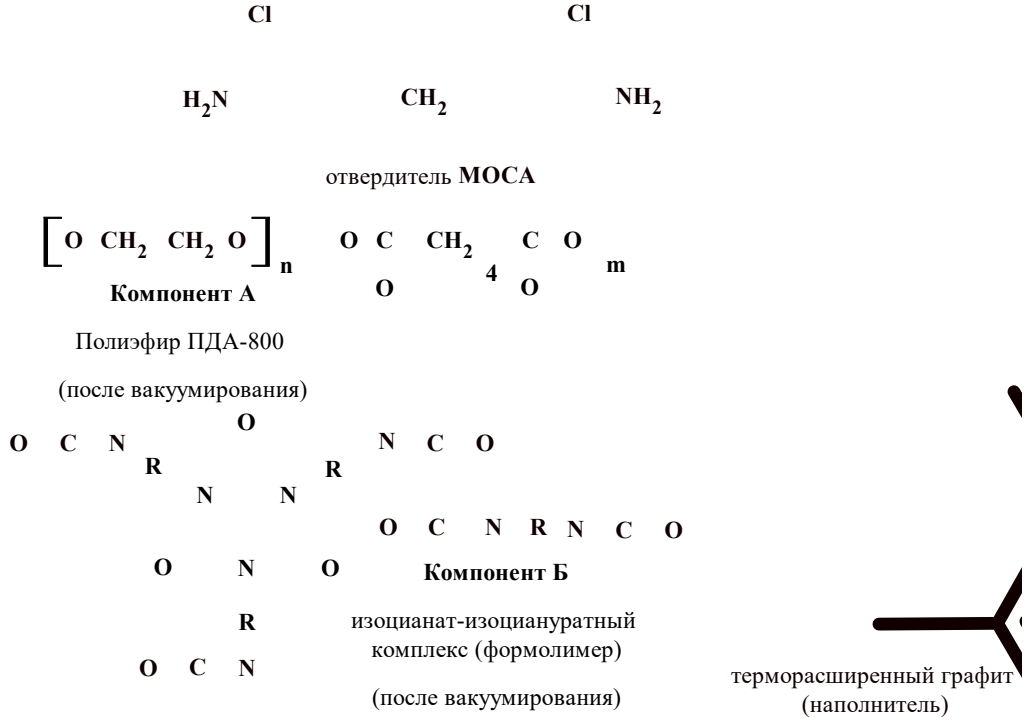


Рисунок – 1 Сырьевая база полимерного покрытия

Таблица 1 – Механические характеристики полиэфируретанмочевинного покрытия

Наименование показателя	Образец без выдержки в водороде	После выдержки в водороде 126 суток
Условная прочность при растяжении, МПа (кгс/см^2)	17,0 (170)	17,7 (177)
Относительное удлинение, %	220	190
Относительная остаточная деформация после разрыва, %	0	0

Из эксперимента следует, что после выдержки покрытия в водороде изменения физико-механических характеристик несущественные. Таким образом, можно констатировать хорошую стойкость предложенного покрытия к действию газообразного водорода.

Исследование проведено при финансовой поддержке Минобрнауки России, проект FSNM-2023-0004
«Водородная энергетика. Материалы и технология хранения, транспортировки и применения водорода и водородсодержащих смесей»

УДК 622.691.4

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В НЕРАЗРУШАЮЩЕМ КОНТРОЛЕ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

А.В. Цыбульский, А.С. Сазонов
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Создание гибких производственных систем, в частности цифровых систем неразрушающего контроля, позволяет значительно снизить влияние человеческого фактора на результаты контроля, повысить надежность систем и обеспечить точность анализа больших неструктурированных данных. На сегодняшний день цифровая радиография не является инновацией. Цифровой и компьютерной радиографии посвящено множество трудов, положений и разработана нормативная документация. Метод широко практикуется в группе компаний Газпром, как инструмент для более производительного проведения радиационного контроля. Впервые цифровая радиография как метод НК фигурирует в СТО Газпром 2-2.4-917-2014 «Инструкция по радиографическому контролю качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных трубопроводов». Новые регламенты в области сварки и неразрушающего контроля сварных соединений это подтверждают. В частности, п. 12.1.13 в СТО Газпром 15-1.5-006-2023, прямо рекомендует отдавать предпочтение комплексам цифровой радиографии, обеспечивающим оперативность получения информации за счёт сокращения времени от начала контроля до получения результата. В п. 9.2.5 в СТО Газпром 15-1.3-004-2023 для измерения размеров дефектов на снимках можно использовать «измерительные инструменты, встроенные в ПО». Актуальность темы исследования обусловлена необходимостью совершенствования существующих систем неразрушающего контроля в условиях современной тенденции к автоматизации производственных процессов, внедрении систем, основанных на технологиях машинного обучения и к современным отечественным решениям.

Расшифровка оцифрованных рентгеновских снимков, полученных с применением технологий компьютерной либо цифровой радиографии, осуществляется в специализированном программном обеспечении (ПО). При работе с таким ПО оператору доступна масса возможностей, включая графические фильтры, измерение размеров несплошностей, масштабирование, обрезка изображений, просмотр в негативе и позитиве, автоматическое объединение нескольких снимков в одну рентгенограмму кольцевого сварного соединения.

При выявлении дефектов на рентгеновских снимках нередко один и тот же дефект два разных специалиста оценивают по-разному. К тому же по рентгено-

граммам сложно определить глубину залегания дефектов. Так как работа сводится к анализу полученных рентгеновских снимков, то технологии машинного обучения могут стать одним из инструментов анализа таких снимков и исключения человеческого фактора, при проведении расшифровки данных. В рамках представляемого исследования проводится разработка проекта универсального программного комплекса для сбора, хранения, а также высокоэффективной обработки данных результатов цифровой радиографии.

В работе приведен анализ существующих решений по применению технологий машинного обучения к методам неразрушающего контроля, а также алгоритм создания (проект) и необходимые условия для реализации макета универсального программного обеспечения, способного автоматически определять дефекты сварных соединений. Рассмотрен на возможную применимость к данному проекту широкий спектр наиболее популярных нейронных сетей. Также рассмотрено возможное применение такой технологии машинного обучения, как глубокое обучение. Все вышеперечисленное имеет свои отличительные особенности в топологии, активационных функциях и методах обучения и, конечно же, в механизмах реализации программного обеспечения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мортин К. В., Привезенцев Д. Г. Разработка сверточного слоя нейронной сети для обнаружения дефектов листового металлопроката на дефектоскопических изображениях //Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям. – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет ЛЭТИ им. ВИ Ульянова (Ленина), 2021. – Т. 1.– С. 210-212.

2. А.В. Кугаевских, Д.И. Муромцев, О.В. Кирсанова. Классические методы машинного обучения. – СПб: Университет ИТМО, 2022. – 53 с.

УДК 622.692.4.07

ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В.Р. Шайхлисламов, Н.В. Абдуллин
УГНТУ, г. Уфа

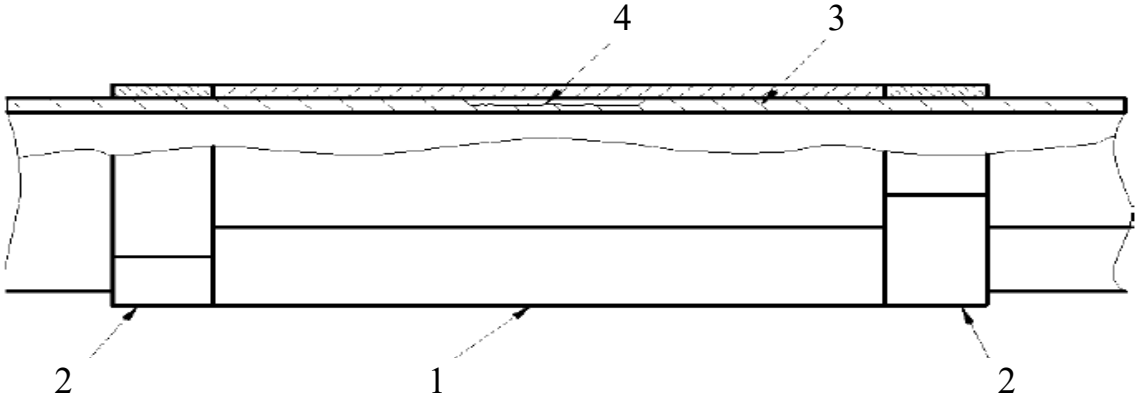
Статистика связывает аварийные ситуации на магистральных нефтепроводах с их «возрастом». При этом аварийные ситуации чаще всего возникают из-за коррозии или повреждений, образовавшихся в результате роста под действием циклических нагрузок пропущенных технологических дефектов [1]. Для магистральных трубопроводов самыми опасными дефектами стенки трубы являются продольные трещины, ремонт которых допускается выполнять при помощи композитных и обжимных муфт [2].

Таблица 1 – Критерии применения композитной или обжимной муфты для ремонта дефекта типа «трещина»

№	Метод ремонта	Характеристика трещины	
		Глубина (% от толщины стенки)	Длина
1	Обжимная муфта	70	0,5Dн
2		30	Dн
3	Композитная муфта	70	0,5Dн
4		30	при любой длине

Dн - номинальный наружный диаметр трубы

Наиболее распространённая конструкция обжимной муфты (П2) состоит из центрального кольца и двух технологических колец. Центральное кольцо состоит из двух полумуфт, а технологическое кольцо – из двух полуколец (рисунок 1). Муфта устанавливается на трубопровод без технологического зазора.

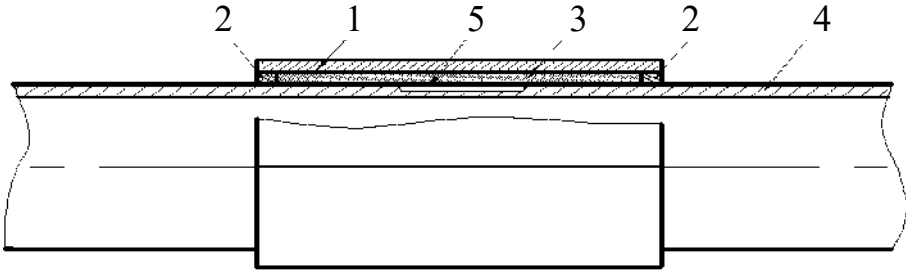


1 – центральное кольцо; 2 – технологическое кольцо; 3 – труба;4 – дефект

Рисунок 1 – Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами (тип П2)

Композитная муфта состоит из двух полумуфт, сваренных между собой продольными швами. Муфта устанавливается на дефектный участок трубы с

кольцевым технологическим зазором между муфтой и трубой не менее 6 мм и не более 40 мм (рисунок 2) [2].



1 – центральное кольцо; 2 – герметик быстротвердеющий; 3 – композитный состав на основе эпоксидного компаунда; 4 – труба; 5 – дефект

Рисунок 2 – Композитная муфта П1 с заполнением композитным составом

Усиливающая Композиционная Муфта Трубопровода (УКМТ) - устройство выполнено в виде полумуфт и имеет противоположно расположенные напротив стяжных элементов шарнирно выполненные между собой петлеобразные концы полумуфт с цилиндрическим стержнем, пропущенным через петлеобразные концы (рисунок 3) [3].



Рисунок 3 – Усиливающая композиционная муфта трубопровода

Стальные обжимные муфты являются недорогим, технологичным и надежным видом локального ремонта большинства дефектов. К достоинствам таких муфт следует отнести отсутствие необходимости применения сложных материалов и составов, а также возможность проведения ремонта практически при любых погодных условиях. Однако работоспособность таких муфт зависит от плотности прилегания к трубопроводу, что необходимо учитывать при выборе этого способа ремонта.

Композитные муфты лишены недостатка обжимных муфт и могут быть использованы на трубопроводах с сочетанием поверхностных дефектов с дефектами геометрии трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и капитального ремонта магистрального нефтепровода: автореф. дис. на соиск. учен.степ. канд. техн. наук/ Курочкин В. В. // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва – 2000. – 26 с.

2. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов [Текст]: РД 153-39.4-067-04 - М.: ОАО «АК «Транснефть», 2006. –79 с.

3. Юдин В. УКМТ – новое слово в ремонте трубопровода/ Лещенко В., Винокуров В.// Сфера нефтегаз 1/2011 – с.114-118.

УДК 622.692

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ СВАЙ ПИРАМИДАЛЬНОЙ ФОРМЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ СПГ В УСЛОВИЯХ ММГ СРЕДСТВАМИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Я.В. Швайко, Н.В. Абдуллин
УГНТУ, г. Уфа

Природный газ добывается в основном в районах Крайнего Севера, так как холодный климат является «помощником» в процессе его сжижения [1]. Вместе с тем низкие температуры и вечная мерзлота создают существенную сложность при сооружении наземных резервуаров хранения СПГ, включая колебания температуры в пределах толщины деятельного слоя и слоя ММГ, промерзание и оттаивание грунтов выше границы оттаивания, морозное пучение [3].

Исторически при сооружении резервуаров СПГ в условиях ММГ применяются забивные железобетонные призматические сваи. Однако анализ существующего сортамента показал, что с точки зрения формы существует большое количество типов свай, которые специалисты, к сожалению, зачастую обходят своим вниманием, например – пирамидальные [2].

А.Л. Готман и С.А. Крутяев отмечают, что «за счет развитого поперечного сечения в верхней части пирамидальной сваи обеспечивается большее сопротивление горизонтальной нагрузке, чем у свай постоянного по длине сечения (призматическая) при равном их объеме, свая пирамидальной формы имеет более развитую, по сравнению с призматической, боковую поверхность трения сваи о грунт» [4, с. 29].

Теоретический анализ показал, что пирамидальная свая имеет более высокую несущую способность по сравнению с призматической (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнительная удельная несущая способность свай разной формы

№	Тип сваи	Динам. испытания		Стат. испытания		Сред. kф
		P	k=pn/p1	P	kф=pn/p	
1.	Квадрат. (призм.)	144	1,0	103,0	1,00	1,00
2.	Треугольн. (пирамид.)	158	1,10	175,0	1,70	1,40
3.	Квадрат. (пирамид.)	215	1,50	160,0	1,55	1,52
4.	Прямоугол. (пирамид.)	180	1,25	207,0	2,00	1,62

Таблица 2 – Механические свойства материалов конструктивных элементов и грунта для моделирования

№	Элемент	Материал	Свойства		
			модуль Юнга (Па)	коэффициент Пуассона	плотность (кг/м^3)
1.	свая	бетон В25	$3{,}0 \times 10^7$	0,16	2500
		стальная арматура	2×10^{11}	0,3	7900
2.	грунт	ММГ	$2{,}3 - 13 \times 10^7$	0,2-0,5	30 - 40

На основе вышеуказанного была выдвинута гипотеза, что эксплуатационные характеристики фундамента резервуара СПГ в условиях ММГ могут быть улучшены за счёт применения свай пирамидальной формы. Верификация гипотезы осуществлялась путём создания модели ANSYS свай обоих типов в условиях ММГ с сопоставлением результатов.

В модели были заданы следующие геометрические параметры элементов:

- свая призматическая: тип С (квадратного сплошного сечения, цельная, с поперечным армированием ствола, с ненапрягаемой арматурой), длина – 6000 мм, сечение – 300 х 300 мм (по всей длине сваи),материал – бетон В25, продольная арматура - стержневая горячекатаная периодического профиля класса А300 (А-II) по ГОСТ 5781,конструктивная арматура – холоднотянутая проволока из низкоуглеродистой стали класса В500 (В-I; Вр-1) по ГОСТ 6727;

- свая пирамидальная: конструкция и материал аналогичен призматической, кроме – 500 х 500 мм (сечение оголовка), 300 х 300 мм (наконечника), угол наклона боковой грани – 1–1,5 град.;

- грунт: из 13 ИГ слоёв было выбрано 4, оказывающих наиболее сильное влияние на рабочие характеристик сваи (глина, суглинок, песок, супесь).

При генерировании сети КЭ для получения более достоверных данных на наиболее нагруженных участках свай была задана детализация (Refinement) под наконечником в вертикальном направлении к подстилающему слою. Нижняя граница наконечника была определена в качестве граничного условия (Fixedsupport) расчёта. Тип контакта между боковой поверхностью сваи и грунтом задан как нагрузка от сил трения (Frictional). Вес от постройки (резервуар СПГ) – как вертикальная осевая нагрузка (500 кН).

Окончательные результаты моделирования будут представлены в рамках диссертационного магистерского исследования. Предварительный расчёт показал более высокие характеристики свай пирамидального типа по сравнению с призматическими. Финализация 3D-моделипозволитокончательно определить рабочие характеристики свай в условиях ММГ с точки зрения горизонтальной и вертикальной нагрузки, несущей способности и напряженно-деформированного состояния. Параметрический анализ - оптимальную геометрию в условиях соответствующих нагрузок и воздействий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дорожкин В.Ю., Мастобаев Б.Н. О совершенствовании процессов хранения СПГ при эксплуатации систем технологий сжижения природного газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2021. № 4. С. 64–70.
2. Макаров А.В., Тян В.Ю., Журавлев А.В. Особенности строительства фундаментов в вечномерзлых грунтах // ИВД. 2019. №1 (52).
3. Баранов А.Ю., Соколова Е.В. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей. Часть 1: Учебное пособие.– СПб: Университет ИТМО, 2017. С. 68–79.
4. Готман А.Л., Крутяев С.А. Расчет пирамидальных свай на горизонтальную нагрузку и изгибающий момент с учетом действия вертикальной нагрузки // Construction and Geotechnics. – 2022. – Т. 13, № 3. – С. 28–39.

СЕКЦИЯ
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»

УДК 62-714.4

ТРЕБУЕМОЕ КОЛИЧЕСТВО РАБОТАЮЩИХ ТХА СОГ НА ОСНОВАНИИ ПРОГНОЗА НАБОРА ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА И ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА

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

Станция охлаждения газа (СОГ) на компрессорных станциях предназначена для охлаждения технологического газа до температуры ниже температуры окружающего воздуха. Такое охлаждение транспортируемого газа необходимо в виду предотвращения изменения механических свойств грунтов, в которых пролегает участок магистрального газопровода [1]. Проектом предусматривается, что предварительное охлаждение газа до температуры, максимально близкой к температуре окружающей среды, выполняется в аппаратах воздушного охлаждения газа в компрессорных цехах (АВО КЦ) [2, 3].

Затраты топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на холод СОГ всегда выше, чем на снижение температуры газа на АВО [4]. В большинстве режимов максимально возможная холодопроизводительность должна достигаться в АВО КЦ, тогда как остальная температура технологического газа уменьшается на СОГ при минимально возможном количестве включенных турбохолодильных агрегатов (ТХА).

При весеннем пуске СОГ, а также в случаях изменения режима транспорта газа и погодных условий во время эксплуатации, необходимо прогнозировать количество ТХА для работы, которые поддерживают заданную температуру технологического газа на выходе СОГ в данном режиме. Фактический режим транспорта, как правило, отличается от расчетного, поэтому для определения требуемого количества включенных в работу холодильных агрегатов необходим учет большого количества факторов, влияющих друг на друга: расход технологического газа, температура газа на выходе КЦ, температура окружающего воздуха и др.

Предлагается методика определения необходимого количества работающих холодильных агрегатов СОГ графическим способом на основе разработанных номограмм. Данная методика позволяет оперативно определить нужное количество турбохолодильных агрегатов по прогнозным данным режима транспорта газа и погодных условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев Г.Г., Джалябов А.А., Леонович И.А. Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 377-385. DOI 10.31897/PMI.2021.3.6.
2. Бахмат Г.В., Еремин Н.В., Степанов О.А. Аппараты воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях. – СПб.: Недра, 1994. 102 с.
3. Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко [и др.]. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. 117 с.

УДК 620.179.14

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ

А.Т. Бакиев, Р.В. Загидулин
УГНТУ, г. Уфа

Для установления степени опасности стресс-коррозионных трещин магистрального газопровода (МГ) необходимы данные об их геометрических параметрах. Например, в ВРД 39-1.10-032-2001 для расчета величины давления разрушения стальной трубы и оценки остаточной прочности МГ требуется априорная информация о количестве стресс-коррозионных трещин, их длине и максимальной глубине отдельной трещины, а также информация о количестве интервалов между дефектами и их величины.

В работе [1] показано, что в измеренном сигнале вихретокового преобразователя (ВТП)дефектоскопа над стресс-коррозионными трещинами МГ содержится информация, достаточная для их надежного распознавания. Установленные эмпирические зависимости между информативными параметрами сигнала ВТП и параметрами стресс-коррозионных трещин МГ позволили в [1] получить их оценки с конечной погрешностью.

Дальнейшего увеличения точности оценки параметров стресс-коррозионных трещин МГ по измеренным сигналам ВТП дефектоскопа можно добиться применением более совершенных методов решения обратных задач математической физики, в частности, метода регуляризации [2], успешно применяемого для решения аналогичных задач неразрушающего контроля.

Для определения амплитудной функции сигнала накладного ВТП над отдельным дефектом (амплитудная функцияAF связана с глубиной дефекта) в группе стресс-коррозионных трещин создан сглаживающий функционал, основанный на определении уклонения измеренных значений сигнала ВТП над группой трещин от заданной математической модели:

$$F\left(AF, Y, \dot{Y}\right) = \sum_{j=1}^{M}\left[Y(x_j) - U_j\right]^2 + \gamma(\varepsilon, AF)\sum_{j=1}^{M}\left[Y^2(x_j) + \dot{Y}^2(x_j)\right], \qquad (1)$$

где U_j- дискретные значения измеренного сигнала ВТП; $Y\left(x_j\right)$ - дискретные значения математической модели сигнала ВТП над группой трещин (j=1, 2, …, M) [3]; $\gamma(\varepsilon, AF)$- параметр регуляризации.

Исходя из математической модели сигнала ВТП над группой трещин [3], решая уравнение Эйлера [2] для сглаживающего функционала (1), было получено выражение оптимального параметра регуляризации$\gamma(\varepsilon, AF)$. При миними-

зации сглаживающего функционала (1) устанавливаются параметры математической модели сигнала ВТП над группой стресс-коррозионных трещин, при котором величина невязки - уклонение между измеренными и расчетными (по математической модели) значениями сигнала ВТП $\varepsilon>0$, принимает минимальное значение.

Эффективность оценки параметров стресс-коррозионных трещин МГ на основе минимизации сглаживающего функционала (1) была исследована на искусственных моделях группы стресс-коррозионных трещин МГ [1], на которых были экспериментально получены сигналы ВТП вихретокового дефектоскопа ВД-12НФМ.

Результаты проведенных комплексных исследований показывали, что средняя относительная погрешность оценки глубины стресс-коррозионных трещин МГ не превышает 8,5%, что почти в три раза меньше относительной погрешности оценки глубины этих трещин эмпирическим методом распознавания [1].

Применение результатов оценки глубины группы стресс-коррозионных трещин разработанным методом распознавания, обнаруженных при технической диагностике МГ, позволит существенно повысить надежность оценки их опасности для прочности МГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Загидулин Р.В., Бакиев Т.А., Бакиев А.Т. К распознаванию стресс-коррозионных трещин в металле по сигналу вихретоковых преобразователей. - Контроль. Диагностика. 2022. Т.25. №2. С. 22-31.
2. Арсенин В.Я. Методы математической физики и специальные функции. – М.: Наука. 1974. С. 432.
3. Zagidulin R.V., Zagidulin T.R., Bakiev T.A., Bakiev A.T. Models of Signals of Eddy-Current Transducers above Defects of the Continuity of Metal. - Всборнике: IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. International Science and Technology Conference «EarthScience», 2021. С. 042066.

УДК 621.644.8

ЧАСТОТЫ ВИБРАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.Ю. Барбазюк, А.П. Токарев, А.А. Рахимова
УГНТУ, г. Уфа

Во время эксплуатации на трубопроводы воздействуют три вида нагрузок: статистические, повторно-статистические и динамические [1].

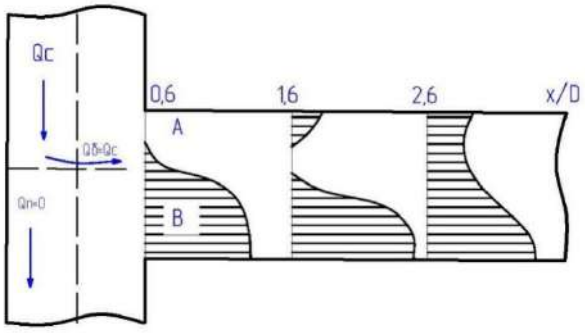
Динамические нагрузки вызываются вибрациями агрегатов, пульсирующим потоком, гидроударами и т.п.

Один из видов динамических нестабильностей возникает при отрывных течениях на местных сопротивлениях. В связи с пульсирующим отрывом потока возникают вихревые дорожки и слои типа вихрей Кармана. Вихреобразование приводит к вибрации и шуму.

Согласно требованиям ГОСТ 32388-2013, для сохранения работоспособности трубопровода отношение его возбуждающей частоты (частоты образования вихрей) к собственной частоте не должно входить в диапазон (0,75; 1,3). Так как в случае совпадения этих двух частот возникнет резонанс – явление, которое может вызвать износ трубы, либо ее повреждение.

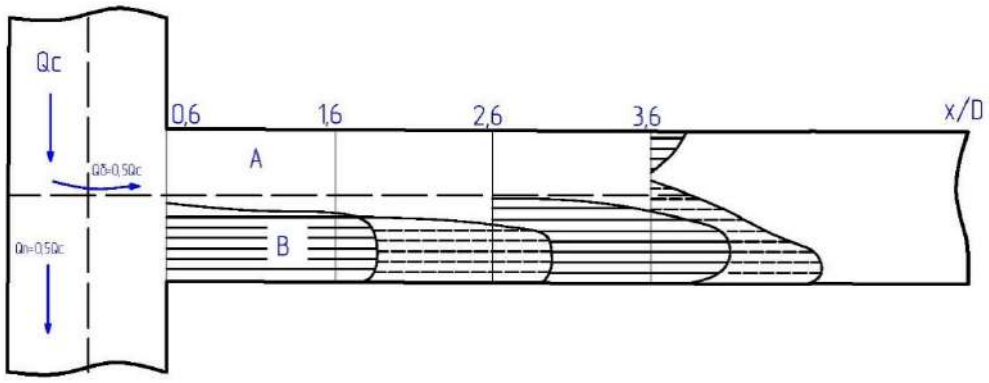
На данный момент имеются исследования вибрации гидродинамического происхождения в колене трубопровода [2], в рамках которых была выявлена зависимость диапазона частот вихреобразования от характерных параметров потока рабочей среды.

Для тройников имеющиеся исследования позволяют локализовать зоны вихреобразования в боковом ответвлении. В этом случае вихревая зона возникает из-за диффузорного эффекта, т.е. образуется большой положительный градиент давления в месте разветвления тройника, где площадь сечения резко увеличивается по сравнению с площадью ответвления. Большой градиент давления вызывает частичный отрыв потока. На рисунках 1,2 обозначены зоны вихреобразования тройников [3].



A – зона вихреобразования, B – зона высоких скоростей.
x – расстояние до сечения от оси трубопровода;
D – диаметр трубопровода

Рисунок 1 – Профиль осевых составляющих скоростей в боковом ответвлении прямого равнопроходного тройника при $Q_б=Q_c$



A – зона вихреобразования, B – зона высоких скоростей
x – расстояние до сечения от оси трубопровода;
D – диаметр трубопровода

Рисунок 2 – Профиль осевых составляющих скоростей в боковом ответвлении прямого равнопроходного тройника при $Q_б=Q_б=0,5Q_c$

При этом частоты вихреобразования и значения критерия подобия их возникновения (числа Струхаля) в зависимости от характерных параметров потока изучены в малой степени, поэтому являются актуальным направлением для изучения.

Число Струхаля характеризует частоту колебаний вихрей и определяется по формуле:

$$Sh=\frac{f \cdot d}{u}, \quad (1)$$

где f – частота пульсирующего отрыва, Гц;
d – диаметр трубопровода, м;
u – скорость потока, м;

Имеющиеся на данный момент исследования определяют число Струхаля для русловых течений и потока, обтекающего трубопровод снаружи, что не применимо для внутритрубных процессов.

В качестве эксперимента будут рассмотрены тройники на слияние и разделение потока для определения частот вихреобразования при различных скоростях течения рабочей среды. В результате обработки экспериментальных данных планируется уточнить в первом приближении число Струхаля и выявить зависимость от числа Рейнольдса (Re; Sh).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Самарин А.А. Вибрации трубопроводов энергетических установок и методы их устранения/ А.А. Самарин.–М.: Энергия, 1979 г. – 288 с.
2. Токарев А.П., Спирин С.Е.Частоты вибрации гидродинамического происхождения в технологических трубопроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2020. №3.
3. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик, ред. М.О. Штейнберга.–3-е изд., перераб. и доп.–М.: Машиностроение, 1992 г. – 672 с.

УДК 621.644.8

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАГНЕТАТЕЛЯМИ

А.В. Бильков
УГНТУ, г. Уфа

Самым уязвимым с точки зрения надежности эксплуатации среди оборудования объектов газотранспортной сети являются трубопроводные системы (ТС) компрессорных цехов (КЦ). Несмотря на значительно меньшую протяженность по сравнению с магистралями газонефтепродуктопроводов (примерно на порядок) на ТС КЦ приходится большее количество инцидентов, связанных с внеплановыми остановками и аварийными ситуациями.

В данной работе выполнено расширенное обследование трубопроводов технологического газа компрессорных станций с центробежными нагнетателями. Данный объект имел следующие характеристики: надземная трубопроводная обвязка (ТПО), условный диаметр 700 мм в близи нагнетателя и 300 мм (линия крана № 3- бис) с толщинами стенок 16 и 8 мм соответственно, центробежного нагнетателя типа Н-300-1,23, рабочее давление 5,39 МПа.

Экспериментальное определение причин повышенной вибрации выполнено измерением среднеквадратическое значение (СКЗ) виброскорости в частотном диапазоне 4÷1500 Гц, разрешение спектра 3200 линий, количество усреднений сигнала 4, с последующей разбивкой на НЧ вибрацию трубопроводов для диапазона частот от 4 до 200 Гц и ВЧ вибрацию трубопроводов для диапазона частот от 200 до 1500 Гц. А также были выполнены электротензометрические измерения компонентов напряженно-деформированного состояния металла конструкционных элементов ТПО.

Для определения возможных источников вибрации был выполнен расчет собственных частот автоколебаний газового столба в тупиковых линиях «тройник Ду700/300 – затвор крана №3 бис», расчеты скорости потока газа при фактическом режиме работы, расчеты критических скоростей потока и расхода технологического газа во входных и выходных трубопроводах ГПА, способных вызвать автоколебания в тупиковых линиях «тройник Ду700/300 – затвор крана №3 бис» и расчёт методом конечных элементов (МКЭ) с использованием программного комплекса ANSYS. В рамках расчётов был проведен статический анализ от воздействия на обвязку ГПА внутреннего давления, температурного перепада и сил тяжести, а также модальный анализ собственных частот колебаний нагруженной эксплуатационными воздействиями обвязки.

В результате расчета были получены значения собственных акустических частот тупикового участка $f_{АК\text{-после }3бис}$=14,0 Гц. Собственная акустическая частота «тройник Ду700/300 – затвор крана № 3 - бис» ГПА достаточно точно совпала с определенной в процессе измерения частотой колебаний 14 Гц.

По итогам исследования было предложено реконструировать линию крана № 3- бис (изменить его пространственное положение).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Якубович В.А. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 334с.: ил.

УДК 621.644.8

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ РОТОРА НА МАГНИТНОМ ПОДВЕСЕ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ ЕЁ УСТРАНЕНИЯ

А.В. Бильков, К.А. Гаврилов, Д.В. Пономаренко
УГНТУ, г. Уфа

Техническая диагностика (ТД) - отрасль научно-технических знаний, сущность которой составляют теория, методы и средства поиска и обнаружения дефектов технических объектов.

Дисбаланс — наиболее часто встречающийся дефект центробежных нагнетателей (далее ЦБН) газоперекачивающих агрегатов газокомпрессорных станций после проведения технического обслуживания (сборка, разборка ЦБН, ревизия подшипниковых узлов). Его устранение относится к наиболее актуальным задачам, требующим решения как при производстве новых деталей, так и в процессе эксплуатации оборудования.

В данной работе была проведена совместная работа по настройке САУ ЭМП и динамической балансировке валопровода «СТ – трансмиссия – ротор ЦБН» в собственных опорах на ГПА, который включает в себя:

- газотурбинную установку (ГТУ) типа ДГ90Л2.1 мощностью 16 МВт производства ГП НПКГ "Зоря-Машпрект" Николаев;
- центробежный нагнетатель (ЦБН) 322ГЦ2-330/53-76М производства ОАО "Сумское МНПО им М.Ф. Фрунзе", г.Сумы, оснащенный магнитным подвесом (МП) КМП 508-33 и системой управления МП «Неман-100» производства "КГПО" г. Калининград.
- штатную систему виброзащиты ИЦФР.402248.001ПН10/ПВ62/L17/0,75-1,95/350/Ф3/1;2/Д16 производства ООО НПО ВНИИЭФ Волгогаз.

Согласно анализу спектров, основной вклад в общий уровень вибрации ПОН и ЗОН вносит частотная составляющая, соответствующая первой оборотной (1Х) частоты вращения ротора ЦБН, что является одним из признаков дисбаланса.

Контроль параметров виброперемещения (ПОНх, ПОНу, ЗОНх, ЗОНу) и фазового угла дисбаланса ротора ЦБК фиксировались с информационного дисплея стойки управления системой МП «Неман-100» производства "КГПО" г. Калининград.

Целью данной работы было снижение уровней вибрации на первой оборотной гармонике вращения ротора ЦБН 322ГЦ2-330/53-76М ГПА после проведения ремонта.

В процессе настройки САУ ЭМП выполнено измерение биений втулок измерительных поверхностей радиальных и осевого датчиков положения.

В результате измерений составлена зависимость уровня отклонения сигнала датчика от угла поворота ротора.

Таблица 1 - Зависимость уровня отклонения сигнала датчика от угла поворота ротора

Угол	ПО		ЗО		Осевой
	X	Y	X	Y	
0,0	-206	-228	-243	-215	-267
45,0	-204	-231	-246	-220	-267
90,0	-208	-222	-240	-227	-275
135,0	-199	-230	-250	-220	-266
180,0	-208	-225	-248	-230	-258
225,0	-198	-226	-244	-237	-267
270,0	-204	-220	-231	-240	-271
315,0	-210	-221	-233	-224	-273
360,0	-207	-227	-241	-217	-266

Биение измерительной поверхности на радиальной опоре со стороны свободного конца составило 19-25 мкм (рисунок 1).

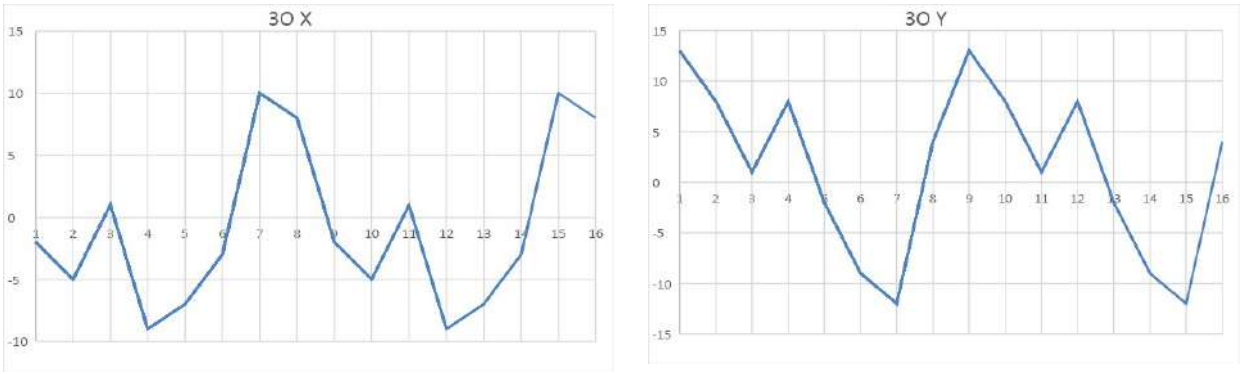


Рисунок 1 - Биение измерительной поверхности на радиальной опоре со стороны свободного конца

Для компенсации этого биения в САУ ЭМП была загружена соответствующая характеристика, и включена функция компенсации биений.

Установкой корректирующих грузов в плоскости ПОН и ЗОН удалось скомпенсировать остаточный механический дисбаланс валопровода, а также динамический прогиб ротора ЦБН.

Использование функции компенсации биений позволило системе не реагировать на биения измерительной поверхности, что привело к снижению уровня вибрации ротора.

В итоге уровень первой оборотной составляющей спектра вибрации снизился на ≈ 60%. Общие уровни вибрации по опорам ЦБН снижены на ≈ 50%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.Урьев Е.В. Основы надёжности и технической диагностики турбомашин: учебное пособие/ Е.В. Урьев. Екатеринбург: УГТУ. 1996. 71с.

УДК 622.691.48

ОПОРОЖНЕНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЖЕКТОРА

А.Р. Бураншин, Д.А. Годовский
УГНТУ, г. Уфа

При ремонте линейной части магистрального газопровода в ряде случаев проводятся огневые работы, подготовительным этапом которых является опорожнение протяженного участка газопровода. Технологический газ, как правило, стравливается через свечи с полной потерей выбросов. С учетом протяженности участка, ограниченного линейной запорной арматурой, среднее количество безвозвратно теряемого газа может достигать 3 – 4 млн.ст.м^3 в зависимости от диаметра газопровода и рабочего давления[1].

Для сохранения технологического газа предложена его откачка в параллельный газопровод, располагающийся в том же технологическом коридоре [2]. В качестве основного оборудования мобильной установки для перекачки рассматривается связка центробежный компрессор (ЦБК) – эжектор в связи с возможными высокими подачами [3-4].

В работе проведены расчеты в гидродинамическом симуляторе трех различных схем компрессорно-эжекторной установки (КЭУ), отличающихся расположением ЦБК относительно эжектора, совместно с технологическим коридором (L=125 км, $P_{раб}$=7,5 МПа, $D_н$=1420 мм) между двумя соседними компрессорными станциями:

1 – ЦБК на линии высоконапорного газа эжектора;

2 – ЦБК на линии низконапорного газа эжектора;

3 – ЦБК на линии смешанного газа эжектора.

Результаты расчетов, а именно динамика изменения параметров газа, остающегося в отключенном участке, показаны на рисунке 1.

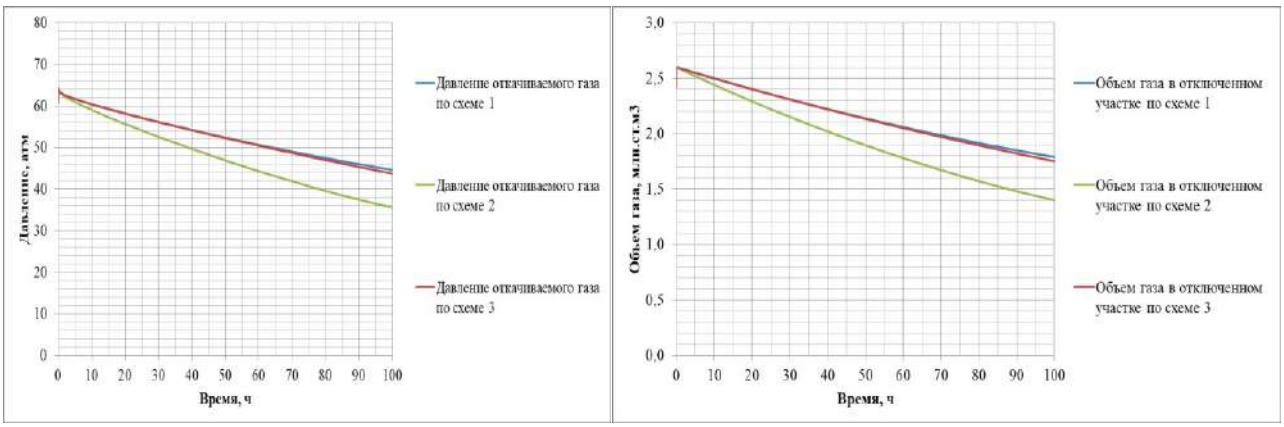


Рисунок 1 – Давление и объем технологического газа, остающегося в отключенном участке

Наибольшей скоростью откачки характеризуется схема с ЦБК на линии низконапорного газа относительно эжектора. Схема КЭУ из одного эжектора и одного ЦБК за нормативное время (100 часов) способна откачать только часть технологического газа. Для повышения количества откачиваемого газа требуется усложнение схемы и режима работы КЭУ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа. СПб.: Недра, 2009. 365 с.
2. Бураншин А.Р. Проблемы ресурсосбережения природного газа при ремонтных работах на магистральных газопроводах и примеры их решения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Вып. 4 (138), С. 102-112.
3. Бураншин А.Р., Годовский Д.А., Токарев А.П. Эжекторные установки в ресурсосбережении при магистральном транспорте газа //В книге: Трубопроводный транспорт - 2019 Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции. 2019. С. 389-390.
4. Юмагулов Р.Д., Годовский Д.А. Применение эжектора для откачки газа из опорожняемого газопровода // В книге: Трубопроводный транспорт - 2018 Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции. 2018. С. 424-425.

УДК 620.92

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ РЕСУРСОВ

В.А. Бычков, И.М. Руфанова
УГНТУ, г. Уфа

Уменьшение затрат энергоресурсов и повышение энергетической эффективности газотранспортной системы являются актуальными вопросами согласно Энергетической политике и программам энергосберегающих мероприятий ПАО «Газпром».

При компримировании газа происходит увеличение температуры, что оказывает отрицательное влияние на процесс транспортировки. Для увеличения пропускной способности газопровода и снижения энергозатрат на перекачку природного газа на компрессорных станциях (КС) осуществляется его охлаждение в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) газа. На КС вторичные энергоресурсы связаны с отводом тепла в окружающую среду.

С целью увеличения энергетической эффективности газотранспортной системы в данной работе предложено осуществлять изменение режима работы АВО газа с применением комбинированной схемы использования частотного регулирования двигателей вентиляторов АВО газа и детандер-генератора, позволяющего использовать избыточную энергию газа. Газ, проходя узел очистки, поступает на детандер-генераторную установку, где осуществляется выработка электрической энергии. Полученная энергия на ТДУ применяется для работы АВО газа совместно с регулированием режимов работы вентиляторов.

Частотно-регулируемый привод позволяет экономить от 20% электроэнергии на вентиляторах АВО газа. Частотное регулирование заключается в изменении скорости вращения ротора электродвигателя пропорционально частоте питающего напряжения. Перед подачей в камеру сгорания газ подвергается процессу редуцирования, соответственно на данном этапе возможно применение турбодетандерного агрегата для оптимизации расхода топливного газа и дальнейшего использования полезной энергии на энергопотребление аппаратов воздушного охлаждения газа.

Применение предложенной комбинированной схемы позволит увеличить эффективность компрессорной станции путем изменения режима работы АВО газа и внедрения турбодетандерной установки (ТДУ) для использования выработанной энергии на привод вентиляторов АВО газа.

Дальнейшие исследования будут направлены на определение экономического эффекта при эксплуатации комбинированной схемы, проведение теплового и конструктивного расчетов, сравнение температур экспериментальных и теоретических значений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

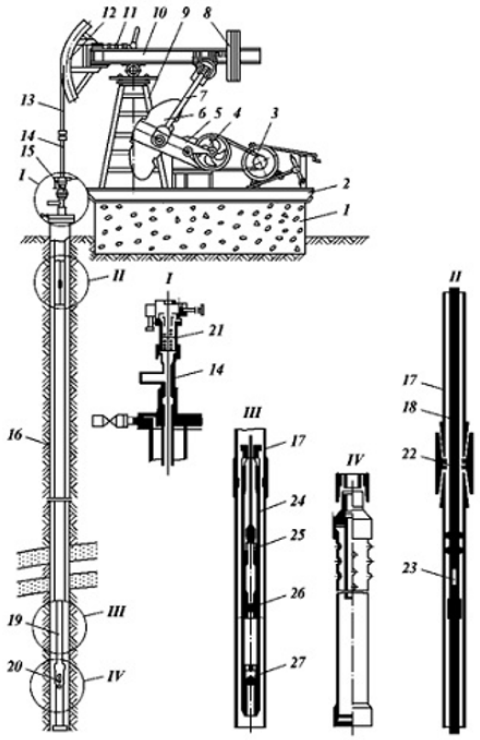
1. Байков И.Р., Гатауллина А.Р., Молчанова Р.А., Кулагина О.В. Использование энергии давления транспортируемого природного газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 2. – С. 37–40.
2. Устинов Е.В. Расчет теплового КПД аппаратов воздушного охлаждения газа с инверторным приводом // Научный журнал Российского газового общества. – 2014. № 4. – С. 93-97.

УДК 697.9

ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Д.Р. Валиева, Л.Р. Газизова
УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день Россия является одним из основных поставщиков нефти для зарубежных стран. Вместе с тем постоянно идет геологическая разведка новых месторождений. Около 60% действующих скважин эксплуатируются с помощью штанговых глубинных (скважинных) насосов. Особенностью этой конструкции является поршневой насос, устанавливающийся в скважине, который приводится в действие поверхностным приводом. Они имеют способность откачивать жидкость из довольно-таки глубоких скважин, с обводненностью до 99 % и вязкостью добываемой нефти до 100 Мпа [1]. В такой нефти содержится около 0,5 % твердых примесей, на приеме примерно 25 % свободного газа, сероводород – 0,1 %, температурой до 130 °С и минерализацией воды до 10 г на 1 м.



I-устьевое оборудование
II-подвеска штанг и труб
III-глубинный насос
IV-песочный или газовый якорь
1- фундамент
2- якорь
3- электродвигатель
4- редуктор
5- кривошип
6- груз
7- шатун
8- груз балансира
9- стойка
10- балансир
11- механизм для фиксации головки балансира
12- головка балансира
13- канатная подвеска
14- сальниковый шток
15- устьевое оборудование скважины
16- обсадная колонна
17- насосно-компрессорные трубы
18- колонна штанг
19- глубинный насос
20- газовый якорь
21 - устьевой сальник
22 - трубная муфта
23- штанговая муфта
24- цилиндр насоса
25-плунжер насоса
26-выкидной клапан
27-приемный клапан

Рисунок 1 – Пример схемы глубинной скважинной установки [3]

Скважинный насос приводит в действие станок-качалку: получаемое от двигателя с помощью балансира и редуктора вращательное движение превращается в возвратно-поступательное движение, которое передается плунжеру скважинного поршневого насоса. Поршень в насосе перемещается вверх и вниз, создавая таким образом давление, которое выталкивает жидкость из скважины.

Условия эксплуатации установок скважинных штанговых насосов являются одними из самых тяжелых в машиностроительной области. Оборудование

работает круглосуточно и круглогодично на открытом воздухе, в различных климатических условиях, требуя периодического осмотра каждые 3-4 суток. Из-за чего конструкция наземной части установки должна быть адаптирована к таким условиям.

В связи с широким использованием установок скважинных штанговых насосов возникает вопрос о возможности и экономической целесообразности интенсификации добычи нефти без перехода на другие методы эксплуатации, чтобы минимизировать расходы. Это обуславливает необходимость решения производственными компаниями задач по оценке технико-экономической эффективности традиционного оборудования скважинных штанговых насосов.

Установки штанговых насосов широко используются в нефтяной промышленности для добычи нефти. Однако, в условиях интенсификации добычи, возникает ряд проблем, которые затрудняют их применение.

Одной из основных проблем является повышенное содержание песчаных примесей в добываемой нефти. Песок, проникающий в установки штанговых насосов, может вызывать их засорение, что приводит к снижению производительности и повышенным затратам на обслуживание и ремонт.

Другой проблемой является образование отложений на поверхности штанговых насосов. В процессе добычи нефти может образовываться солесодержащая вода, которая оседает на поверхности насосов, образуя твердые отложения. Это также приводит к снижению производительности и потребности в регулярной очистке установок.

Также стоит отметить проблему износа и повреждение компонентов штанговых насосов. При интенсификации добычи нефти насосы работают на границе своих технических возможностей, что может привести к повреждениям гидродинамической системы, ломке штанг и других деталей. Это требует постоянного контроля и замены неисправных элементов, что сопряжено с дополнительными затратами [2].

В заключение применение штанговых насосов в условиях интенсификации добычи нефти влечет за собой ряд проблем, связанных с засорением, образованием отложений и износом. Решение данных проблем требует разработки новых технологий и методов обслуживания, что позволит повысить эффективность и надежность работы установок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гиматудинов Ш.К. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. 3-е изд. М.: Альянс, 2007. 455 с.
2. Молчанов А.Г. Новый стандарт на приводы штанговых скважинных насосов // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. 2001. №3. 5-10 с.
3. Клусов А. Линейный привод для УШГН: механизированной добыче // Вестник механизированной добычи. Приложение к журналу «Новатор». 2013. №5.

УДК 622.691.4.052.012

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

И.Р. Газалиев, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа
В.А. Толпаев, К.С. Ахмедов, А.М. Кравцов, М.Т. Петросянц
Ставропольский филиал ООО «Газпром проектирование»

Энергоэффективность перекачки природного газа определяется как состоянием оборудования, так и выполнением целого ряда условий для эксплуатационных параметров, характеризующих его безопасность, при этом существенно зависит от погодных условий.

Наиболее оптимальные значения удельных показателей эффективности расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на собственные технологические нужды достигаются в холодный период года (в I IV кварталах), когда возрастает товаротранспортная работа ПАО "Газпром" в целом, а температура окружающей среды устанавливается ниже средней за год, что указывает на существенную роль тепловых процессов в термодинамике газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

В повышении энергоэффективности транспорт газа ключевым моментом является оптимальный выбор режимов эксплуатации ГПА на компрессорных станциях (КС) ПАО "Газпром". Рассмотрим подходы к оптимизации управления режимами работы компрессорного агрегата, оснащенного центробежным нагнетателем (ЦБН). Основными параметрами его эксплуатации являются:

– давление на входе;
– давление на выходе;
– температура газа на входе;
– температура газа на выходе;
– частота вращения вала (электрическая мощность).

Из перечисленных параметров, как правило, жестко фиксируется только давление на выходе КС, которое определяется давлением в газопроводе. Остальные параметры допускают регулирование. При регулировании эксплуатационных параметров следует учитывать, что характеристики газа не являются независимыми, они подчинены термодинамическим законам. Так, плотность реального газа, давление, температура тесно связаны с характером и скоростью движения газа. При движении газа в газодинамической системе постоянно происходят преобразование механической энергии газа во внутреннюю энергию и обратный процесс. Большинство технических устройств, основанных на газодинамических эффектах, используют в качестве основного механизма механизм преобразования энергии в вихревом движении рабочего тела (природного газа).

В ЦБН движение газа осуществляется в рамках открытой системы, газ, обладающий энергией, поступает из входной трубы

и после дополнительного сжатия уходит в выходную трубу. Для открытых систем не выполняются законы сохранения, поэтому для характеристики преобразовательных способностей таких систем удобно использовать понятие импеданса. В данном случае система может характеризоваться:

– тепловым импедансом:

$J_т = C \cdot Q_м \cdot \triangle T / N;$

– механическим импедансом:

$J_м = \triangle P \cdot S_{эф} \cdot \triangle u / N;$

– гидравлическим импедансом:

$J_p = Q \cdot \triangle P / N;$

где N – мощность (электрическая) нагнетателя, кВт; △T – разница температур, создаваемая ЦБН между входом и выходом, °C; △u – разница скоростей газа, создаваемая ЦБН между входом и выходом, м/с; Sэф. – эффективная площадь сечения ЦБН, м², оценивается в эксперименте $Q \approx S_{эф.} \cdot u$, где u – скорость газа на выходе из компрессора, м/с; △P – разница давлений, создаваемая ЦБН между входом и выходом, МПа; Q – расход газа через ЦБН, тыс. нм³/с; Qm – массовый расход газа через ЦБН.

Проведем теоретическую оценку КПД с учетом идеального теплового и механического согласования устройства. Принимая ЦБН идеальной тепловой машиной, получим для КПД выражение:

$КПД_{max} = (\triangle T / T_{вых}) = (\triangle P) / p \cdot C \cdot T_{вх} + \triangle P).$

Сравнение теоретических значений характеристик с реальными показывает, что возможно заметно повысить показатели энергоэффективности установок, например, установка "Ладога" имеет политропный КПД 85 %, это ниже значения 89,4 %, рассчитанных для нее теоретически.

По результатам проведенного исследования можно сформулировать следующий вывод. Дальнейшее повышение энергоэффективности эксплуатации ЦБН на КС ПАО "Газпром" возможно при условии согласования технологических параметров тепловых процессов в ЦБН с механическими параметрами процессов – изменениями скорости движения газа и давления в процессе сжатия газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергоэффективные режимы эксплуатации центробежных нагнетателей на компрессорных станциях ПАО «Газпром»//Журнал: Нефтепромысловое дело, выпуск №2/2017, стр. 59-62, В.А. Толпаев, К.С. Ахмедов, А.М. Кравцов, М.Т. Петросянц (Ставропольский филиал ООО "Газпром проектирование"), И.Р. Газалиев, (ООО "Газпром трансгаз Махачкала" Тарумовское ЛПУМГ).

УДК 624.154.1

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ ОПОР НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА С СЕЗОННОДЕЙСТВУЮЩИМИ ОХЛАЖДАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ В УСЛОВИЯХ МЕРЗЛОТЫ

А.Р. Гиляземтдинова, Н.В. Морозова
УГНТУ, г. Уфа

Многолетнемерзлые грунты распространены более чем на 60 % территории России, преимущественно в северных регионах. При этом северные регионы играют важную роль в экономике страны, так как именно здесь сосредоточено более 80% разведанных запасов нефти и около 70% природного газа. При строительстве нефтегазовых объектов и выборе трассы магистральных трубопроводов на этих территориях практически невозможно избежать участков со сложными геокриологическими условиями. При этом, применяемые с целью повышения надежности системы термостабилизации грунтовых оснований объектов и сооружений не всегда доказывают свою эффективность [1].

В работе рассмотрены вопросы эксплуатации участка трубопроводов нефтеперекачивающей станции, расположенной в районе распространения многолетнемерзлых грунтов. Трубопроводы размещены надземно на свайных опорах и эстакадах. Для обеспечения несущей способности свай осуществляется температурная стабилизация грунтов основания с помощью термостабилизаторов разных конструкций. Проводится геотехнический мониторинг, который включает наблюдения за температурным режимом грунтов основания (термометрические скважины), деформациями основания и фундаментов (деформационные марки).

Анализ данных геотехнического мониторинга за несколько лет эксплуатации рассматриваемого участка трубопроводов выявил отклонение проектного значения средней температуры грунтового основания от результатов измерений в термометрической скважине. Также визуальное обследование показало изменение планово-высотного положения некоторых опор данного участка. В связи с чем возникает необходимость в определении причин отклонений фактических данных от проектных и разработке мероприятий по стабилизации геотехнической системы.

Для решения вышеуказанных задач в программном комплексе Frost 3D была разработана модель теплового взаимодействия опор трубопроводов с установленными термостабилизаторами с многолетнемерзлым грунтом основания (рисунок 1). Участок моделирования подбирался в непосредственной близости кодной из термометрических скважин для выполнения верификациии калибровки расчетной модели с накопленными показаниями температур по глубине.

Сравнительный анализ данных изменения температур на различных глубинах, полученных в ходе моделирования и калибровки рассматриваемой геотехнической системы, с данными наблюдений в термометрической скважине по-

казывает, что полученная модель на рассматриваемом участке позволяет с приемлемой точностью выполнять фактические и прогнозные теплотехнические расчеты с целью дальнейшего анализа несущей способности свай.

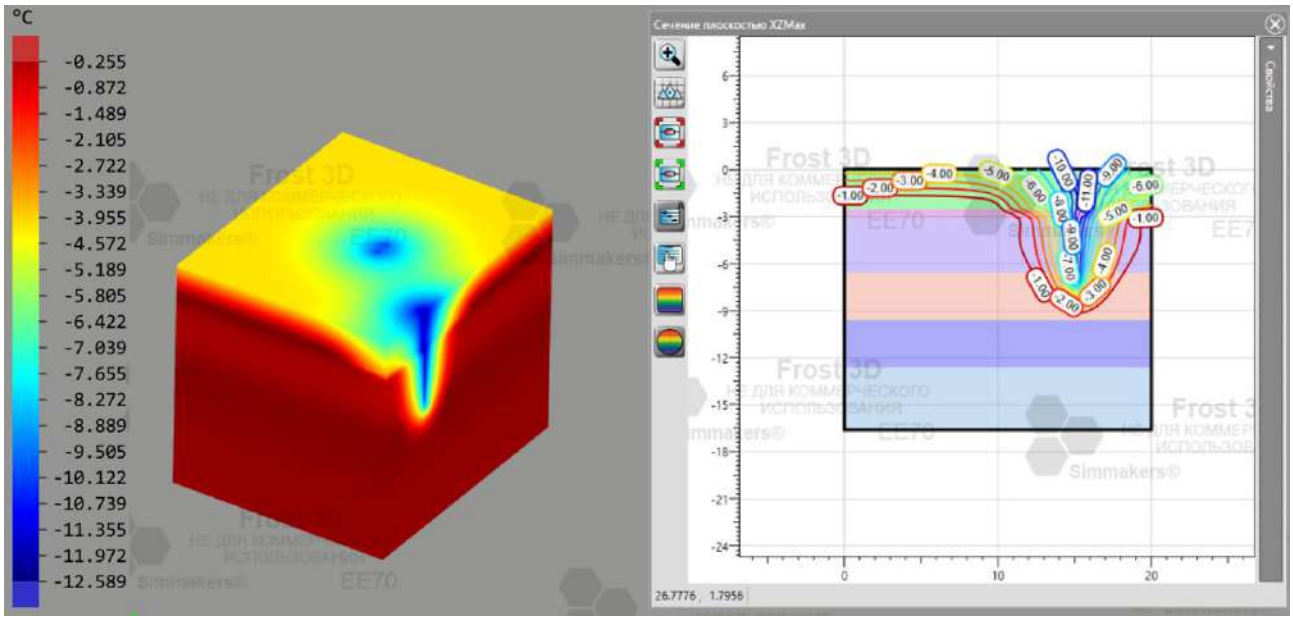


Рисунок 1 – Моделирование теплового взаимодействия опор трубопроводов с установленными термостабилизаторами с многолетнемерзлым грунтом Основания в программном комплексе Frost 3D

Имеющиеся расхождения в разнице температур между моделью и фактическими наблюдениями обусловлены сложностью учета реального теплообмена на поверхности ввиду неравномерного снегонакопления, изменения температур воздуха и скоростей ветра в годовом цикле, а также сложностью определения теплофизических параметров грунтового массива и его изменения во времени.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закирова Э.А., Гаррис Н.А. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов // Нефтегазовое дело, 2016. Т.15. № 2. С. 85-92.

УДК 622.692.4.07:624.139

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМА ТРУБОПРОВОДА НА МЕРЗЛОТЕ СОГЛАСНО СБАЛАНСИРОВАННОМУ ТЕПЛООБМЕНУ

З.Р. Глухова
УГНТУ, г. Уфа

Моделирование теплового режима наземного трубопровода в насыпи, проложенного в районах распространения вечномерзлых грунтов, проведено в ПК Plaxis 2D с применением функций модуля Thermal (рисунок 1). При моделировании принято допущение, что трубопровод не оседает. Целью работы является демонстрация возможности ограничения зоны оттаивания под трубопроводом при условии сбалансированного теплообмена.

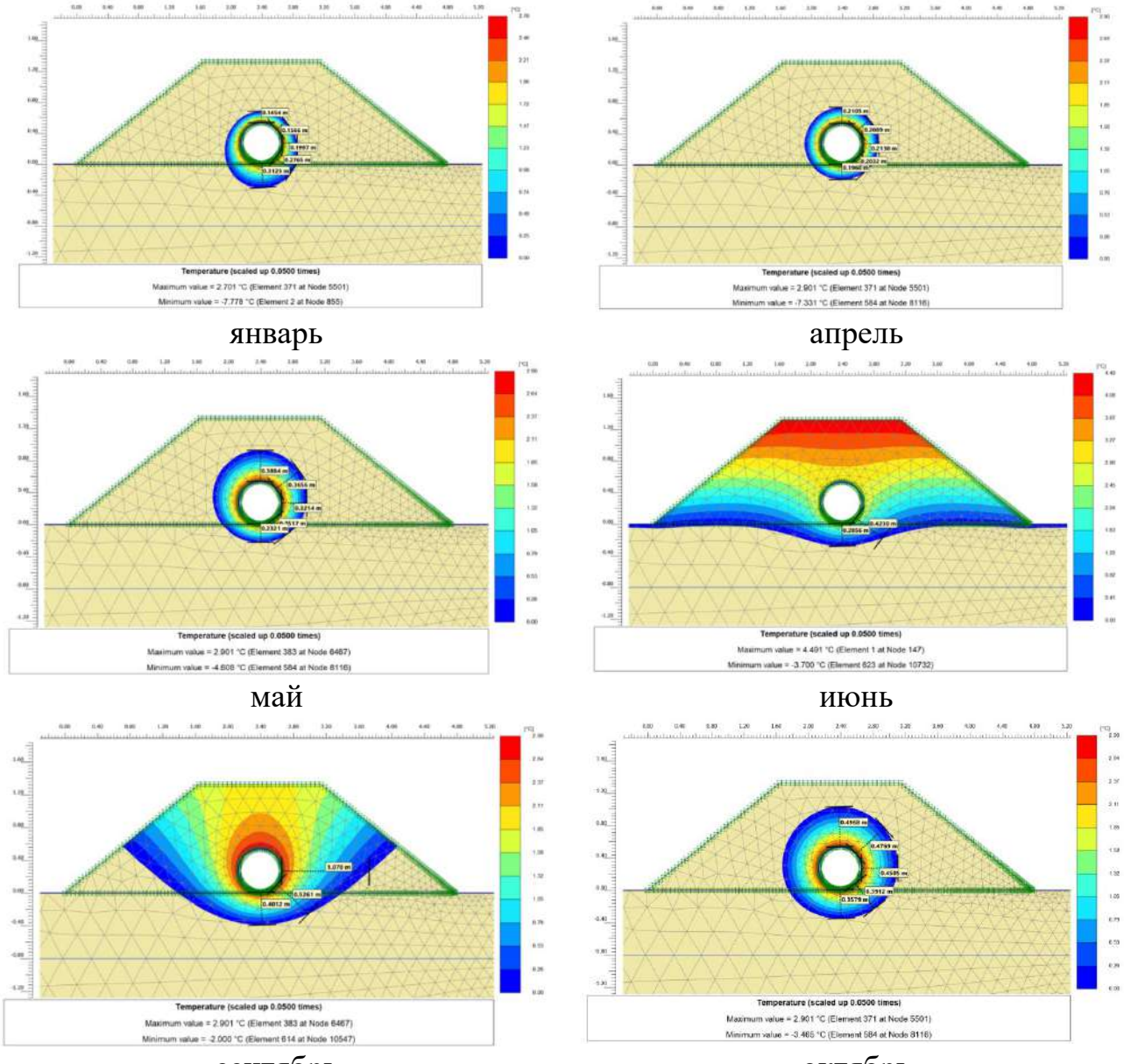


Рисунок 1 – Изолинии температуры по месяцам в годовом цикле регулирования теплообмена трубопровода с окружающей средой

Расчет был разбит на 12 фаз по числу месяцев года. В каждой фазе использовалась своя температура окружающей среды

(Modelconditions/Climate/Airtemperature), коэффициент теплопередачи поверхности в зависимости от снежного покрова (Surfacetransfer).

Как видно из рисунка 1, для температурного поля трубопровода при изотермической перекачке с малоинтенсивным теплообменом характерно наличие периодических процессов, так как тепловой поток от трубопровода меняет направление в течение года [1, 2, 3].

Сравнение значений ореолов протаивания вокруг трубопровода, рассчитанных по регламенту регулирования теплообмена трубопровода и рассчитанных в программном комплексе Plaxis, показало их хорошую сходимость, что подтверждает адекватность математической модели, используемой в регламенте регулирования теплообмена трубопровода (рисунок 2).

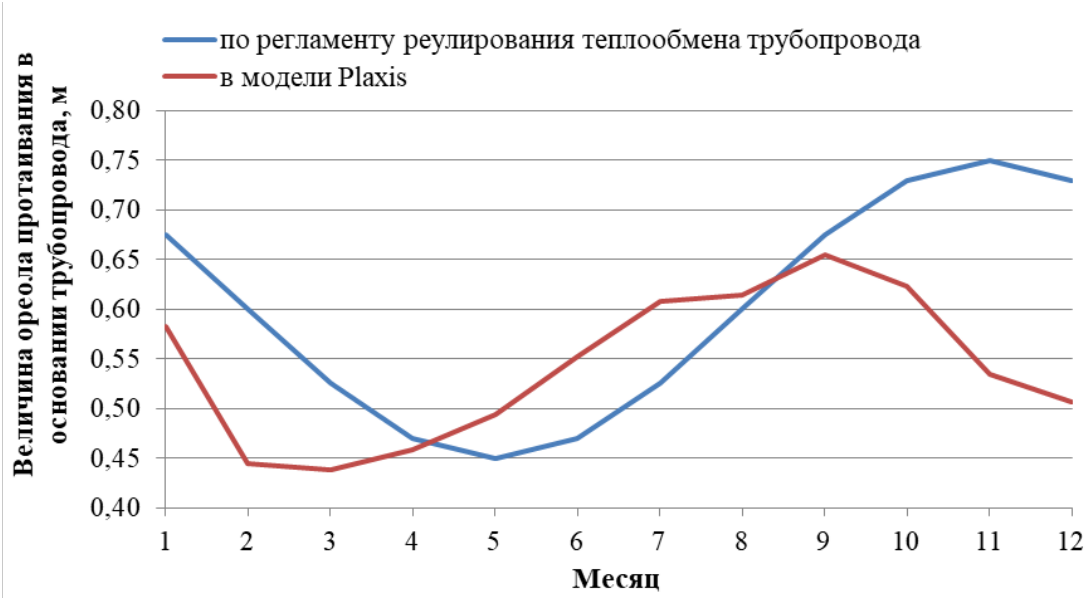


Рисунок 2 – Сравнение величин ореолов протаивания, рассчитанных по регламенту регулирования теплообмена трубопровода и в программном комплексе Plaxis

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Garris, N. A. Analysis of Piping Methods in permafrost soils / Z. R. Glukhova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. vol. 666. P. 042046.
2. Кутлыева, З.Р. Расчет регулируемого теплообмена наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхности / Н.А. Гаррис, О.А. Глухов // Научный журнал «Нефтегазовое дело», том 17.2019. №5. С. 62-71.
3. Гаррис Н.А. Алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг наземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты / Н.А. Гаррис, З.Р. Кутлыева, Г.Н. Баева // Нефтегазовое дело. 2018. Т.16, № 6. С. 46-55.
4. Глухова, З. Р. Регулирование теплообмена трубопровода с многолетнемерзлым грунтом в зависимости от сезонности и смещения тепловых потоков / З. Р. Глухова, Н. А. Гаррис // Нефтяное хозяйство. 2022.№ 10.С. 83-85.

УДК 622.692.4.07

СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕКОНДЕНСАТА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

А.В. Журихина, Н.А. Гаррис
УГНТУ, г. Уфа

Многолетнемерзлые грунты покрываютболее60 % территории России, преобладающими являются районы крайнего Севера. Повышение качества выполняемой работы при строительстве, ив дальнейшем при эксплуатации трубопроводных систем, сконструированных с учетом сложных геокриологических условий, является достаточно актуальной задачей в настоящее время.

В работе рассматривается способ транспортировки нефти и нефтеконденсата в условиях мерзлоты, который основан на поддержании температуры продукта на минимально допустимом уровне.

Многолетнемерзлые грунты – это сложная система, которая требует значительно большего внимания, нежели грунты обычные по своей структуре. Любые изменения климатических условий, а также нарушение естественной структуры грунта приводит к разрушению льдоцементных связей, его растеплению или резкому смораживанию вдоль трассы трубопровода. Это является одной из причин образования ореолов протаивания, увеличения радиусов теплового влияния в системе «трубопровод-грунт», образования бугров пучения, нарушения устойчивости конструкции, выпучивания трубопровода.

В настоящее время для транспортировки нефти и нефтеконденсата от установки подготовки нефти (УПН) до приемо-сдаточного пункта (ПСП) используют предварительный подогрев перекачиваемой среды для предотвращения развития асфальто-смоло-парафиновых отложений. Предварительный подогрев углеводородов до 40-50°С приводит к нежелательным последствиям, а именно: к растеплению мерзлого основания по трассе и потере устойчивости трубопровода.

Заданную температуру 20°С на ПСП можно обеспечить с учетом [1,2] при значительно меньших температурах перекачки в изотермическом режиме. При этом, для устойчивой работы подземного трубопровода D = 0,426 м, получено, что минимальная толщина изоляции (пенополиуретана) в данных условиях должна составлять 90 мм, но с учетом обводнения изоляции на 50 %, которое происходит при эксплуатации трубопровода, толщина изоляции должна быть увеличена до 225 мм.

Таким образом, предлагаемый способ транспортировки позволяет снизить риск повреждения трубопроводной системы в условиях мерзлоты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н.А., Русаков А.И., Лебедева А.А. Расчет сбалансированного теплообмена нефтепровода в мерзлоте и определение радиуса ореола протаивания // Нефтегазовое дело. 2018, т.16, № 5. С. 73-80

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

УДК 620.179.147

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ВЫЯВЛЯЕМОСТЬ ТРЕЩИН ПРИВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

А.С. Котельников, А.А. Крысин
УГНТУ, г. Уфа

Для неразрушающего контроля (НК) в процессе строительства, ремонта и эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) применяются технические средства дефектоскопии, основанные на разных физических принципах (магнитные, электромагнитные, акустические и др.) [1], которые предназначены для обнаружения дефектов сплошности МГ, снижающих прочность металла.

Наибольшую опасность для прочности и несущей способности МГ представляют поверхностные дефекты сплошности типа трещин (в том числе стресс-коррозионные трещины) и коррозионных повреждений МГ. Эти дефекты повреждают поверхностный и приповерхностный слой металла МГ, где существуют повышенное напряженное состояние металла, создавая риск зарождения новых трещин и роста существующих поверхностных дефектов сплошности.

Практика НК МГ показала, что поверхностные дефекты сплошности типа трещин наиболее эффективно выявляются техническими средствами вихретоковой дефектоскопии, которые имеют наибольшую чувствительность к поверхностным дефектам [1-3].

Это связано с тем, что вихретоковые преобразователи (ВТП) вихретоковых дефектоскопов в процессе НК МГ индуцируют на поверхности металла вихревые токи высокой частоты (порядка 100 кГц), которые в области дефекта сплошности меняют свое распределение и плотность. В связи с высокой частотой, на вихревые токи в металле МГ влияет электрический поверхностный эффект, препятствующий их дальнейшему проникновению вглубь металла. Это обстоятельство препятствует надежному выявлению внутренних дефектов сплошности, лежащих вдали от поверхности МГ, техническими средствами вихретоковой дефектоскопии.

Поверхностные дефекты МГ типа трещин, особенно, стресс-коррозионные трещины, имеют сравнительно небольшие глубины (около 10% от толщины трубы и более), но представляют большую опасность при эксплуатации МГ, так как образуют локализованные группы дефектов из большого количества трещин, снижающих прочность металла в этих областях поверхности МГ.

Вихретоковый НК поверхности МГ со стресс-коррозионными трещинами сопряжен с влиянием на результаты контроля случайных шумов и помех (в связи с малой величиной сигнала ВТП), которые снижают в измеренном сигнале ВТП над дефектами сплошности величину соотношения сигнал/шум, что повышает риск пропуска стресс-коррозионных трещин малой глубины.

На практике вихретокового НК МГ для уменьшения влияния случайных помех в ряде случаев сканирование поверхности МГ осуществляется накладными дифференциальными ВТП, однако это требует тщательного

подбора параметров ВТП, а также применения методов предварительной математической обработки измеренного сигнала накладного ВТП [2, 3].

Для повышения в измеренном сигнале накладного ВТП вихретокового дефектоскопа соотношения сигнал/шум можно использовать локальное намагничивание области контроля МГ постоянным магнитным полем стороннего источника [4].

Намагничивание области дефекта сплошности МГ с дефектом сплошности повышает относительную магнитную проницаемость металла, от которой зависит величина и область распределения вихревых токов, индуцируемых накладным ВТП. Это приводит к заметному увеличению сигнала ВТП над дефектом сплошности.

При этом наблюдается увеличение чувствительности вихретокового преобразователя к поверхностным дефектам типа трещины, а также начинают уверенно выявляться подповерхностные дефекты сплошности.

Для вихретокового НК МГ требует изучения влияние намагничивания МГ с дефектами типа коррозионного повреждения металла (точечная коррозия, обширная коррозия) на сигнал накладного ВТП и выбор наиболее оптимальных режимов намагничивания МГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 26697-85. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы магнитные и вихретоковые. Общие технические требования.
2. Коннов В.В., Коннов А.В., Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р. Автоматизированный вихретоковый сканер-дефектоскоп для контроля магистральных стальных трубопроводов - 11 Европейская научно-техническая конференция по неразрушающему контролю, Чехия, г. Прага, 6-10 октября 2014 г., с.201.
3. Коннов А.В., Кузнецов А.М., Загидулин Т.Р., Загидулин Р.В. Электромагнитный контроль поверхности стальных газопроводов в процессе переизоляции. - Международная научно-техническая конференция «Достижения физики неразрушающего контроля», Республика Беларусь, г. Минск, 15 октября 2013 г., с.182-189
4. Загидулин Р.В., Мужицкий В.Ф., Бакунов А.С., Шубочкин А.Е. Исследование сигнала вихретокового дефектоскопа при намагничивании стальных изделий постоянным магнитом. - Контроль. Диагностика, 2009, №5. С. 8-12.

УДК 620.179.14

КОНТРОЛЬ УСИЛИЯ ЗАТЯЖКИ И ДЕФЕКТНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАГНИТНЫМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЯ

А.А. Крысин, А.С. Котельников, А.Ю. Десятков
УГНТУ, г. Уфа

При контроле технического состояния эксплуатируемого оборудования в нефтегазовой и нефтехимической промышленности особое внимание отводится качеству соединений (сварных, резьбовых и т.д.) отдельных узлов и деталей. Дефекты сплошности сварных соединений нефтегазового оборудования снижают прочность металла и могут привести к его разрушению. Для их обнаружения применяются технические средства (ТС) дефектоскопии, в которых реализованы различные методы неразрушающего контроля (НК) – магнитный, ультразвуковой, вихретоковый и т.д.

Корпусное нефтегазовое оборудование, как правило, имеет групповые резьбовые соединения, которые должны обеспечивать равномерность и надежность прижатия сопрягаемых узлов и деталей. Эти факторы являются необходимыми условиями для предотвращения утечки рабочей среды из полости нефтегазового оборудования и его безаварийной эксплуатации, а также работы узлов и деталей агрегатов в условиях экстремальных нагрузок (двигатели разных типов, сосуды и резервуары высокого давления и т.д.) [1, 2].

Контроль резьбовых соединений эксплуатируемого корпусного нефтегазового оборудования в основном осуществляется в процессе визуального и измерительного контроля (ВИК), который относится к оптическому методу НК. В процессе ВИК резьбовых соединений осуществляется их визуальный осмотр, выявление видимых повреждений металла, наличие поверхностных трещин и т.д. Ясно, что при ВИК резьбовых соединений корпусного нефтегазового оборудования нет возможности обнаружить внутреннюю поврежденность стержня стальных болтов и шпилек, оценить их качество затяжки.

Контроль качества затяжки резьбовых соединений корпусного нефтегазового оборудования фактически сводится к контролю усилия затяжки, который создает в стержне стальной шпильки, болта одноосные (растягивающие) механические напряжения заданной величины (оптимальные механические напряжения в стальном стержне должны быть близки к пределу текучести металла).

На практике для контроля усилия затяжки и механических напряжений в стержне стальных шпилек и болтов применяется различные динамометрические приспособления и тензометрические устройства, которые используются в основном для контроля резьбовых соединений корпусного нефтегазового оборудования после окончания их сборки. Следует заметить, что они мало приспособлены для текущего контроля качества затяжки резьбовых соединений, уже находящихся в процессе эксплуатации.

Для контроля величины механического напряжения стальных шпилек и болтов корпусного нефтегазового оборудования перспективным является применение магнитного метода контроля напряженного состояния металла, который основан на зависимости напряженности поля остаточной намагниченности металла деформируемого стального изделия от величины механического напряжения [3].

С увеличением крутящего момента при затяжке стального болта, шпильки происходит монотонное уменьшение величины напряженности поля остаточной намагниченности стального стержня, при этом интенсивность изменения зависит от физических свойств металла, линейных размеров магнитной системы и стального болта, шпильки. Для контроля усилия затяжки стальных болтов и шпилек рекомендован индикатор механического напряжения металла ИН-01м, в котором реализован магнитный метод контроля напряженного состояния металла [3].

В процессе затяжки стального болта с поврежденностью металла (с дефектами сплошности стержня) происходит более интенсивное уменьшение показаний индикатора механического напряжения ИН-01м и более быстрый переход в пологую часть зависимости, которая соответствует области упруго-пластической деформации металла [4]. На практике НК это обстоятельство можно использовать для ранней диагностики поврежденности стержня стального болта, шпильки.

Например, при комплексном контроле усилия затяжки стального болта, шпильки в процессе сборки корпусного нефтегазового оборудования, с помощью динамометрического ключа и индикатора механического напряжения ИН-01м, несоответствие показаний последнего величине момента силы, приложенной при затяжке, является признаком поврежденности стержня (наличие микротрещин, дефектов сплошности и т.д.), для выявления которых следует применять соответствующие физические методы и ТС НК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бобренко В.М., Рудаков А.С. Исследование усилий в резьбовых соединениях акустическим тензометрированием. – Дефектоскопия, 1986, №7, с.11-14.
2. Блаер И.Л. Контроль качества затяжки резьбы. – Контроль. Диагностика, 2005, №9, с. 59-65.
3. Методика исследования напряженно-деформированного состояния металла стальных изделий и элементов металлоконструкций / Р.В. Загидулин и др. М.: ФБУ РФЦСЭ при Минюсте России, 2016. - 34 с.
4. Загидулин Т.Р. Возможность ранней диагностики поврежденности стального изделия на основе напряженности поля остаточной намагниченности металла. – Научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа, ФТИ БашГУ, 22 апреля 2011 г.

УДК 528.7/88

КОМПОНОВКА СИСТЕМЫ АЭРОВЫСОТНОГО МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ГАЗАНА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА

К.А. Лавриненко, А.В. Аргунов, А.С. Топорищев
УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время на территории Российской федерации компаниями нефтегазового сектора эксплуатируется более 1 млн. километров магистральных, промысловых, распределительных трубопроводов, более 300 000 скважин различных категорий, и почти столько же объектов технологического назначения. Все это оборудование требует обеспечения безопасной эксплуатации, постоянного технического мониторинга, круглосуточного контроля за несанкционированным доступом к указанным объектам. Учитывая огромное количество объектов и сооружений, а также их расположение на значительных расстояниях и зачастую неустроенных территориях, в решение этих задач активно используются технологии аэровысотного (воздушного) и космического мониторинга.

На сегодняшний день накоплен значительный опыт в использование различных средств и методов дистанционного мониторинга. Существующие методы, как правило, разработаны для решения конкретной задачи, поэтому в них отсутствует свойство универсальности, способность менять направления деятельности (мониторинга) в достаточно коротком промежутке времени.

Таким образом можно констатировать, что нет универсальной платформы, несущей в себе достаточное количество средств дистанционного контроля и мониторинга, объединенных единым программным решением и позволяющее решать достаточно широкий круг задач. Серьезным недостатком является также то, что большинство методов не обеспечивает постоянный круглосуточный, всепогодный мониторинг объектов добычи и транспорта газа.

Для определения возможности создания многофункциональной платформы дистанционного мониторинга, определить её состав и параметры, необходимо определить круг проблем и задач, стоящих перед воздушным и космическим мониторингом в нефтегазовой отрасли.

В работах [1, 2] приведен перечень основных типовых задач, которые доступны для решения средствами дистанционного мониторинга, важным моментом в нем является присвоение весового коэффициента каждой задаче (ранжирование задач), по степени ее влияния на технологические процессы и безопасность эксплуатации оборудования.

Анализ инструментов, позволяющих решать вышеуказанные задачи, делит их на две группы:

- оборудование для проведения дистанционного мониторинга объектов добычи и транспорта газа;

- платформы для размещения контрольно-измерительного оборудования.

В таблице 1 приводится примерный свод данных по группе «платформа для размещения оборудования», где каждая категория отражает основные технические характеристики, ранг (вес критерия), который в свою очередь вычисляется из свода данных этого критерия по всей группе.

Таблица 1 – свод данных по группе «платформа для размещения оборудования»

Группа 1 (Платформа для размещений оборудования)

Категория:	1		2		3		4		5		6		7		8		9	
	Полезная нагрузка		Диапазон рабочих высот		Энерговооруженность		Длительность рабочего цикла		Дальность перемещения от исх. Поз.		Скорость перемещения		Всепогодность		Относительная стоимость		относительная стоимость эксплуатации	
	кг	ранг	м	ранг	кВт	ранг	ч	ранг	км	ранг	км\ч	ранг	%	ранг	У.Е.	ранг	У.Е.	ранг

Для поиска оптимального решения задачи применяется стандартный логический подход теории распознавания с элементами морфологического анализа [3].

Результаты анализа являются входными данными, которые значительно облегчают выбор компонентов при расчёте технических параметров оптимальной системы дистанционного мониторинга объектов добычи и транспорта газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса. Под редакцией академика В.Г. Бондура – М.: Научный мир, 2012. - 558 с.
2. Жужгов Ю.В., Калач Е.В. Совершенствование методов мониторинга объектов нефтегазового комплекса. - Пожарная безопасность: проблемы и перспективы, 2018, №9, с.1022-1025.
3. Горелик А.Л., Скрипкин В.А. Методы распознавания. - М.: Высшая школа, 1989.-232с.

УДК 620.179.14

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ВИХРЕТОКОВЫМИ ДЕФЕКТОСКОПАМИ

К.В. Ляпустин, А.Р. Галялеев, Р.В. Загидулин
УГНТУ, г. Уфа

Стресс-коррозионное растрескивание металла в магистральных газопроводах (МГ) является причиной многих отказов, приводящих к утечке газа, иногда и к разрушению МГ. Анализ статистических данных показывает, что потери газа и материальный ущерб при авариях по причине стресс-коррозионных трещин МГ значительно превосходят количество отказов по всем остальным причинам [1].

В настоящее время технология диагностики и ремонта в трассовых условиях линейной части МГ с дефектами сплошности типа стресс-коррозионных трещин, глубина которых не превышает 10% от толщины трубы, является основной задачей практики эксплуатации МГ по возможности продления эксплуатационных характеристик трубы. Для этого разработаны основные организационно-технические мероприятия по комплексному обследованию и технической диагностике МГ, содержащих стресс-коррозионные трещины.

Практика неразрушающего контроля (НК) и технической диагностики (ТД) МГ со стресс-коррозионными трещинами и коррозионными повреждениями металла, которые локализованы на поверхности трубы, показала, что для их надежного обнаружения наиболее эффективны технические средства вихретоковой дефектоскопии. Они обладают наиболее высокой чувствительностью к поверхностным дефектам сплошности МГ, по сравнению с другими методами НК стальных изделий и материалов.

Для решения этой практической задачи разработаны как ручные вихретоковые дефектоскопы, так и автоматические системы вихретоковой дефектоскопии для наружного контроля МГ.

Из эмпирических данных и результатов статистических исследований естественных стресс-коррозионных трещин МГ, которые, как правило, располагаются локальными группами, следует, что для ручных вихретоковых дефектоскопов существенное влияние на результаты оценки глубины стресс-коррозионной трещины оказывает влияние размеры (диаметр ферритового сердечника D) накладных вихретоковых преобразователей (ВТП) вихретоковых дефектоскопов.

Например, известно, что если интервал между соседними стресс-коррозионными трещинами МГ соизмерим, или меньше диаметра ВТП, то наблюдается значительное увеличение амплитуды сигнала ВТП [2]. Это приводит к тому, что при средней плотности стресс-коррозионных трещин на поверхности МГ более 4 ед./см^2 наблюдается рост относительной погрешности оценки глубины трещины до 50% - при диаметре накладного ВТП $D \leq 3$ мм и до 65% - при диаметре накладного ВТП $D > 4$ мм.

Экспериментальные исследования сигналов накладных ВТП над группами стресс-коррозионных трещин МГ показали, что форма и величина сигнала ВТП над группой трещин может существенно отличаться от формы сигнала ВТП над отдельной трещиной [3]. При близком расположении группы трещин наблюдается их пространственное не разрешение по сигналу ВТП (они не разделены для восприятия). На практике НК и ТД МГ это ведет к тому, что сигнал ВТП над группой трещин воспринимается как сигнал от отдельной трещины, но с большей глубиной, чем в действительности.

Для корректного решения задачи определения геометрических параметров стресс-коррозионных трещин МГ (количество дефектов, величины интервалов между ними, глубины отдельных трещин в группе) необходимо создать математическую модель сигнала ВТП над стресс-коррозионными трещинами МГ, которая хорошо описывает его форму [3].

Это связано с тем, что задача определения параметров стресс-коррозионных трещин МГ является многопараметровой и для получения их оценок недостаточно использование лишь одного параметра измеренного сигнала ВТП (амплитуды или фазы), которого было вполне достаточно в случае контроля отдельных поверхностных дефектов сплошности.

В математической модели сигнала накладного ВТП над стресс-коррозионными трещинами МГ важно учесть также влияние размера диаметра сердечника ВТП, который приводит к сглаживанию формы сигнала с уменьшением его амплитуды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сунагатов, М. Ф., Климов, П. В., Гумеров, А. К., Шафиков, Р. Р. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор. Территория Нефтегаз, 2010 (8), с.32-37.
2. Ряховских И.В., Каверин А.А., Петухов И.Г. и др. Оценка размеров стресс-коррозионных дефектов при техническом диагностировании газопроводов. - Вести газовой науки, 2020, № 2 (44), с.8-11.
3. Загидулин Р.В., Бакиев А.Т. Моделирование сигнала вихретокового преобразователя над стресс-коррозионными трещинами магистрального газопровода. - Современные проблемы физики: межвузовский сборник научных статей, посвящённый 100-летию открытия Уфимского Физического института. - Уфа: РИЦ БашГУ, 2019, с.99 - 102.

УДК 624.042.41

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАРОЖДЕНИЯ, РАЗВИТИЯ И ЗАТУХАНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ВИХРЕЙ ПРИ ОБТЕКАНИИ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ТЕЛ С ПЛОСКИМИ ПЛАСТИНАМИ

А.В. Новичков, А.П. Токарев, А.А. Рахимова
УГНТУ, г. Уфа

Одной из причин колебаний различных сооружений, в том числе и трубопровода, в потоке воздуха является не сам ветер, как природное явление, а аэродинамические явления, которые могут возникнуть при определенных условиях при обтекании тел воздушным потоком, самым распространённым из которых является процесс периодического срыва вихрей, т.н. вихревая дорожка Кармана [1, 2].

В работе исследуется процесс генерации вихрей, их эволюции и рассеивания за цилиндрическими обтекаемыми телами при различных параметрах методом конечно-элементного анализа в среде ANSYS. Создана качественная устойчивая во времени модель плоского однонаправленного обтекания цилиндра. При помощи данной модели были получены картины процесса вихреобразования вблизи обтекаемого тела. Были исследованы процессы обтекания воздухом чистого цилиндра и цилиндров с плоской продольной пластиной («сплиттером») с длиной от 0,25 до 4 диаметров обтекаемого тела. Силовое воздействие в результате пульсаций давлений, вызванных периодическим срывом вихрей, оценивалось по коэффициентам подъемной силы, лобового сопротивления, подъёмной силе. На рисунке 1 представлена зависимость коэффициента подъёмной силы от длины пластины за цилиндром.

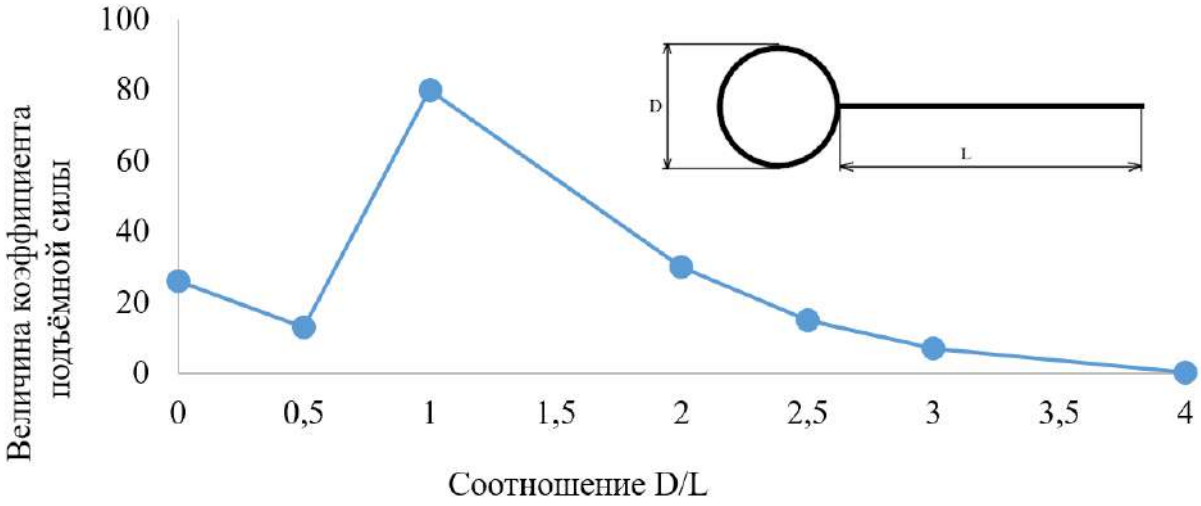


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента подъёмной силы от длины «сплиттера»

Полученные результаты говорят об общей эффективности пластин в качестве средств, улучшающих аэродинамические характеристики цилиндрических тел, однако следует отметить, что пластины, длиной примерно равной диаметру тела, происходит кратное увеличение коэффициента подъемной силы, и, как следствие, амплитуда колебаний.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. M.M. Zdravkovich. Review and classification of various aerodynamic and hydrodynamic means for suppressing vortex shedding, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 7(2), 1981, p. 145-189. doi: 10.1016/0167-6105(81)90036-2.

2. Воздействие ветра на здания и сооружения / Э. Симиу, Р. Сканлан; Перевод с английского Б.Е. Маслова, А.В. Швецовой; Под редакцией канд. техн. наук Б.Е. Маслова. — Москва: Стройиздат, 1984. — 360 с., ил. — Перевод изд.: Wind EffectsonStructures / E. Simiu, R. Scanlan.

УДК 622.692.4

ПРОБЛЕМЫ ТРАНСПОРТА НЕСТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Т.Д. Пономарев, О.Ю. Полетаева
УГНТУ, г. Уфа

Для трубопроводов газовых и газоконденсатных месторождений характерна работа в режимах переменной производительности, когда рабочее давление перекачки нестабильно, что создает условия для возникновения двухфазного и нестационарного режима течения продукта в трубопроводе. Это обретает особое значение для трубопроводов, по которым ведется перекачка конденсатов, являющихся нестабильными углеводородными жидкостями.

В работе рассмотрена работа трубопровода для транспорта нестабильного конденсата от установки комплексной подготовки газа до завода подготовки конденсата к транспорту. Плотность конденсата при давлении перекачки 660-654 кг/м^3, упругость паров при температуре -10^0 С - 3,28 МПа. Конденсат переходит в двуфазное состояние при давлении 3,5 МПа и температуре 0^0 С, а при давлении 5 МПа – температуре 10^0 С.

При рассмотрении профиля трассы конденсатопровод проложен в условиях пересеченной местности, поэтому вместе с силами трения на поток оказывают действие не только силы трения, но силы тяжести, что может приводить к накоплению жидкой фазы на нисходящих, а газовой фазы на восходящих участках. Кроме того, производительность трубопровода нестабильна, а следовательно, нестабильно рабочее давление. Чтобы предотвратить разделения потока на фазы давление в любой точке трубопровода необходимо поддерживать на 0,1-1,0 МПа выше упругости паров, в связи с чем, давление в начале трубопровода 7,5 МПа, в конце – 3,8 МПа, температура конденсата на входе минус 17^0 С.

Надежность эксплуатации конденсатопроводов обусловлена термобарическими условиями течения конденсата и его компонентным составом. В нашей работе рассматриваются методики теплогидравлического расчета конденсатопроводов и модели течения углеводородных смесей. Большинство методик разработано для индивидуальных углеводородов и смесей известного состава, конденсат же относится к сложным системам, кроме того, конденсатопроводы эксплуатируются в осложненных условиях, например, таких как мерзлые или пучнистые грунты. Поэтому необходимо решать сопряженную задачу, учитывающую динамику потока при нестабильности производительности и давления перекачки, фазовые переходы и взаимодействие с грунтами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дудин С. М., Подорожников С. Ю., Чижевская Е. Л., Сероштанов И. В. Физико-математическое моделирование гидродинамики газожидкостной смеси в магистраль- ном трубопроводе // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 1 (141). С. 199-213.
2. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков; под общ. ред. Б.А. Григорьева. - М.: Издатель- ский дом МЭИ, 2007. - 344 с.: ил.

УДК 622.692.23

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НИЖНЕГО ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО СТАЛЬНОГО

А.М. Романов, П.А. Перевозников

Самарский государственный технический университет, г. Самара

На территории Российской Федерации эксплуатируется около 50000 резервуаров, из них 45000 это резервуары вертикальные цилиндрические стальные (РВС). Резервуарные парки (РП) для хранения нефти и нефтепродуктов являются самыми опасными промышленными объектами, как для обслуживающего персонала, так и для окружающей среды. 48 % всех аварий и пожаров в нефтегазовой отрасли происходит в РП. Результаты обследования нескольких сотен РВС позволили установить, что 45 % аварий и отказов произошли в результате разрушения зоны сопряжения вертикальной стенки с горизонтальной окрайкой днища; также основной причиной аварий является неравномерная просадка грунтового основания и коррозия сварных швов РВС.

Цель – повышение надежности и безопасности эксплуатации резервуарных парков.

Задачи исследования – разработка автоматизированной системы мониторинга и оценки технического состояния (АС МТС) нижнего пояса резервуара, разработка автоматизированных систем сбора данных, технического и информационного обеспечения мониторинга технического состояния (МТС).

Разработка АС МТС РВС ведётся на основе действующей типовой автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) (SCADA) РП, в которую входят подсистемы замера уровня (СЗУ) и температуры по слоям продукта, пожаротушения, размыва донных отложения, управления задвижками РП. Предлагается добавить автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) такие как подсистема дренирования подтоварной воды (ДПВ), система накопления и удаления донных отложений (УДО), система отбора проб, система рекуперации паров, а также внедрить и выделить на отдельный экран оператора РП АС МТС: измерение загазованности в обваловании РВС и колодцах, измерение потенциалов станций катодной защиты (СКЗ) днища РВС, систему дистанционного выявления утечек (ДВУ), систему измерения напряжений в нижнем поясе резервуара и систему контроля и управления положения фундамента.

Одной из основных частей АС МТС является система контроля напряжений в первом поясе резервуара. Картину изменений напряжений в первом поясе в процессе заполнения и опорожнения резервуара получим с тензометрических датчиков. Количество датчиков зависит от объема резервуара. В работе предлагается использование волоконно-оптического тензометрического датчика, прикреплённого на контролируемую поверхность при помощи точечной сварки. Лазер, играющий роль источника излучения, находится в анализаторе сигналов и посылает несколько длин волн 100 раз в секунду. Волоконная бреговская решётка отражает оптический спектр, который при внешнем воздействии сдвига-

ется в право или влево. По изменению регистрируемого сигнала программа определяет характеристики внешнего воздействия и позволяет в реальном времени следить за состоянием РВС.

Функционирование АС МТС, как подсистемы сопряжённой с АСУ ТП РП повысит её эффективность и показатели функционирования остальных подсистем, что позволит: разработать АС МТС в минимальные сроки, обеспечить безаварийную и бесперебойную работу РП и снизить затраты на эксплуатацию РП.

Мониторинг технического состояния нижнего пояса РВС повышает надёжность эксплуатации РП, снижает возможность возникновения аварийных ситуаций и уменьшает риски для обслуживающего персонала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пожары и пожарная безопасность в 2019 году: Статистический сборник. Под общей редакцией Д.М. Гордиенко. М.: ВНИИПО, 2020. 80 с.: ил. 30.
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. – EDN DJGVIQ.
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. – EDN NJEGDR.
4. Баленков, А. А. Разработка автоматизированной системы дистанционного выявления утечек резервуаров / А. А. Баленков // XLVIII Самарская областная студенческая научная конференция: тезисы докладов, Самара, 11–22 апреля 2022 года / Министерство образования и науки Самарской области; Совет ректоров вузов Самарской области; Ассоциация вузов Самарской области. Том 1. – Санкт-Петербург: ООО "Эко-Вектор", 2022. – С. 271-272. – EDN DNLWCS.

УДК 622.691.4

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов
УГНТУ, г. Уфа

Повышение энергоэффективности подразумевает уменьшение удельного потребления ресурсов на выполнение какой-либо технологической операции за счет более рационального использования технологических условий операций [1].

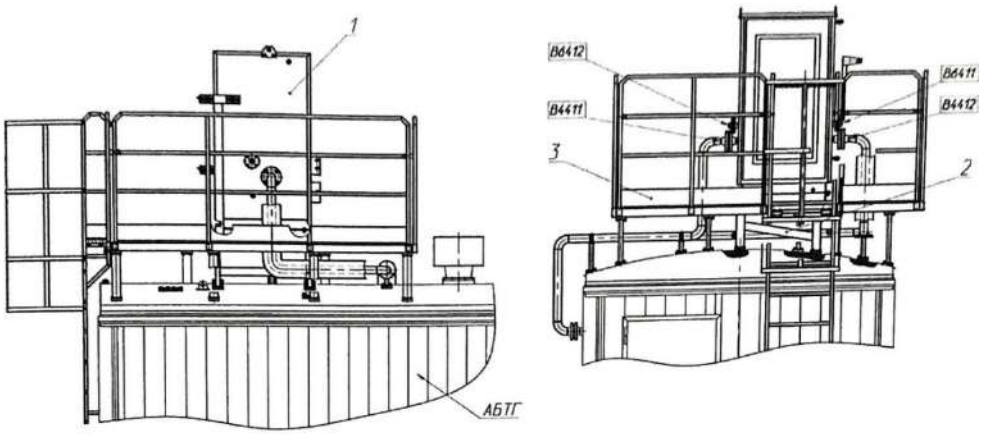
На классических компрессорных станциях установлены блоки топливного и пускового газа, предназначенные для снижения давления газа до заданных параметров и его подогрева. Подогрев осуществляется за счет теплоты, полученной вследствие сгорания технологического газа в специальных печах-теплообменниках. Данная схема подогрева является устаревшей, поскольку сопровождается финансовыми затратами, связанными с использованием природного газа.

Усовершенствованная схема подогрева топливного газа представляет собой теплообменник, в котором горячее масло, выходящее из подшипниковых опор газотурбинной установки, охлаждается и передает тепло топливному газу, проходящему через каналы теплообменника.

Установка газомасляного теплообменника (УГМТ) является элементом системы маслообеспечения газотурбинного двигателя (ГТД) и обеспечивает подогрев топливного газа за счет охлаждения масла, циркулирующего в системе смазки газотурбинного двигателя.

Данный теплообменник в соответствии с рисунком 1 представляет собой рекуперативный трубчатый газомасляный теплообменник [2].

УГМТ ГТД размещена на крыше блока топливного газа и соединена трубопроводной обвязкой с системами масло- и топливообеспечения ГТД.



1 – газомасляный теплообменник; 2 – опора ГМТ; 3 – ограждение

Рисунок 1 – Установка газомасляного теплообменника

Систему подогрева топливного газа с помощью теплоты масла, выходящего из подшипниковых опор, в настоящее применяют в системе ПАО «Газпром» при строительстве новых, а также при реконструкции уже существующих компрессорных станций.

Применение новой схемы подогрева топливного газа на компрессорных станциях позволяет существенно сократить потребление природного газа на «собственные нужды», что в свою очередь уменьшает вредное воздействие на экологическую обстановку и увеличивает энергоэффективность использования ресурсов за счет использования ранее уходящей в атмосферу теплоты циркулирующего в системе маслообеспечения двигателя масла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Повышение энергосбережения и энергоменеджмента в России – URL:https://www.abok.ru/for_spec/articles – Дата обращения: 30.10.2023.

2 Теплообменники: классификация, устройство, принцип работы – URL: https://proteplo.org/blog/teploobmenniki-obzor – Дата обращения: 30.10.2023.

УДК 621.6

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ ОТРАСЛИ

А.И. Сайфуллина, А.Н. Валиев, УГНТУ, г. Уфа
Р.С. Ялчигулов, ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым

С освоением новых крупных месторождений России и увеличением объема поставок природного газа за рубеж возникает потребность современного технологичного оборудования для надежного и безопасного транспорта энергоресурса потребителям. Необходимость технологичного и современного оборудования обусловлена прокладкой мощных газотранспортных систем, что влечет за собой возведение компрессорных станций. Для надежной, бесперебойной и безопасной транспортировки газа возникает потребность в рациональном использовании характеристик газотурбинных приводов и центробежных компрессоров. В связи с этим встает задача совершенствования методов расчета эксплуатационных характеристик газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Энергосберегающий эффект достигается за счет точного выбора режима работы оборудования транспортной системы при диспетчерском управлении магистральным транспортом газа.

Газотурбинные установки (ГТУ) газовой отрасли включают более 20 типов мощностью от 2,5 до 50 МВт с КПД от 23 до 36%. В условиях недогрузки магистральных газопроводов (МГ) происходит снижение энергетической эффективности работы ГПА на компрессорных станциях [1].

В настоящее время разработаны математические модели ГТУ, которые могут применяться для расчета, оптимизации, управления и контроля режимов работы газоперекачивающих агрегатов, составления алгоритмов систем автоматического управления и регулирования ГПА, параметрического контроля технических параметров и технического состояния агрегатов. Разработанный подход к процессам эксплуатации газоперекачивающих агрегатов применим для разных типов установок с учетом индивидуальных коэффициентов адаптации (аппроксимации)[2].

В ходе исследования режимов работы одной из дожимных компрессорных станций газового промысла выявлены режимы с частичной загрузкой. На одном из режимов потребляемая мощность на муфте привода составляет всего 63% от располагаемой мощности двигателя, что приводит к снижению его энергоэффективности. В таких условиях политропный КПД нагнетателя снижается на 3-14% и повышается расход топливного газа для привода. Из-за изменяющегося входного давления вблизи добывающих промыслов возникает потребность в увеличении степени повышения давления газа в компрессоре, что ограничивается

мощностью, которую может развить двигатель, а также приводит к снижению производительности нагнетателя.

Предполагается, что построение универсальной совмещенной характеристики ГТУ и ЦБК позволит оперативно решать задачи оптимизации режимов ГПА. Удобство указанной характеристики состоит в том, что на приведенную дроссельную характеристику ГТУ нанесена мощностная приведенная характеристика ЦБК при условии оптимального политропного КПД ЦБК и приведенного расхода газа через проточную часть ЦБК на всем диапазоне плотностей транспортируемого газа во входном патрубке ЦБК.

Однако, при оптимизации режимов работы, следует учитывать, что не во всех случаях можно добиться оптимальных показателей транспорта газа, так как существуют некоторые ограничения, которые определяются необходимостью проведения комплексов планово-предупредительных работ, капитальных, текущих ремонтов и реконструкции объектов, а также граничными условиями с соседними предприятиями по транспорту газа. В этом случае, задача оптимизации сводится к выбору рациональных режимов, с учетом максимально возможного приближения к оптимальным показателям [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванов Э.С., Гольянов А.И. Математическая модель для определения режимов работы газоперекачивающих агрегатов с трехвальной газотурбинной установкой // Нефтегазовое дело. 2011. Том 9, №3. С.50-55.
2. Иванов Э.С. Энергосбережение, энергетическая и экологическая эффективность магистрального транспорта газа // Нефтегазовое дело. 2012. Том 10, №3. С. 87-91.

УДК 621.573 + 622.324.5 + 62-135

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ НА СТАНЦИЯХ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

В.О. Смольников, Д.А. Годовский
УГНТУ, г. Уфа

Охлаждение природного газа является неотъемлемым процессом для газовой промышленности. На месторождениях, расположенных в зонах вечной мерзлоты, для охлаждения газа до отрицательных температур применяются парокомпрессионные станции охлаждения и турбохолодильные установки [1].

В работе выполнен анализ существующих методов оценки эффективности турбодетандерных агрегатов (ТДА) в составе станций охлаждения газа (СОГ). В ходе анализа было выявлено, что в настоящее время в стандартах ПАО «Газпром» предлагается целый ряд критериев и методик оценки эффективности газотранспортных объектов, однако, они в большей степени затрагивают газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного охлаждения газа.

В трудах многих учёных представлены различные показатели, с помощью которых можно произвести оценку работы турбохолодильной машины [1,2,3]. К таким показателям относятся: политропный коэффициент полезного действия (КПД) центробежного компрессора (ЦБК), показатель технического состояния ЦБК, мощностной и адиабатический КПД турбины ТДА, степень охлаждения в турбине, коэффициент восстановления давления в компрессоре, коэффициент относительного восстановления давления, окружной коэффициент полезного действия, холодильный КПД ТДА. Однако, как отмечено в работе [3], такие показатели как КПД компрессора и турбины имеют высокую чувствительность к точности измерения параметров давления и температуры по штатным приборам, поэтому в работах [3,4] предлагается использовать интегральные показатели, которые менее чувствительны к точности измерений. Применение только интегральных показателей, в свою очередь, не отразит топливно-энергетические затраты необходимые для создания требуемого перепада давлений. Также следует отметить, что отсутствие средств измерений расхода на некоторых станциях охлаждения также ограничивает применение некоторых показателей эффективности.

Таким образом, выбор наиболее оптимальных показателей и критериев, с помощью которых можно произвести оценку работы турбодетандерных агрегатов и назначить наиболее перспективный режим работы станции является актуальной задачей.

В качестве критерия оценки работы ТДА в компрессорный период эксплуатации установки комплексной подготовки газа, когда требуемый перепад давления на станции охлаждения создается за счёт работы дожимного комплекса, предлагается использовать следующее соотношение:

$$\Phi = C_{\text{г}} G_{\text{п}} - C_{\text{г}} G_{\text{т.г}} - C_{\text{э}} \text{Э}_{\text{АВО}} = max$$

где $C_{\text{г}}, C_{\text{э}}$ – стоимость газа, электроэнергии;

$G_{\text{п}}, G_{\text{т.г}}$– количество подаваемого потребителям газа, потребление топливного газа дожимной компрессорной станцией;

$Э_{\text{АВО}}$ – расход электроэнергии на аппараты воздушного охлаждения.

Данный критерий позволяет анализировать работу станции охлаждения с учётом технико-экономических затрат, и задача оперативного управления энерготехнологической системой будет сводиться к определению условного экстремума критерия для обеспечения заданной подачи газа в газопроводы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Язик А.В. Турбодетандеры в системах промысловой подготовки природного газа. М.: Недра, 1977. 173 с.
2. Мальханов В.П. Методология разработки технических решений по созданию турбодетандерных агрегатов для подготовки и энергосбережения природного газа: дис. … д-ра. техн. наук: 05.02.13 / Мальханов Виктор Паладьевич – М., 2004 г. – 297 с.
3. Кубанов А.Н., Воронцов М.А., Федулов Д.М., Глазунов В.Ю. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2 Бованенковского НГКМ // Вести газовой науки. 2013. № 4(15). С. 84-89.
4. Ульянов И.Н., Новицкий Д.В. Применение коэффициента технического состояния для оценки энергоэффективности турбодетандерных агрегатов станции охлаждения газа компрессорной станции // Нефтегазовый терминал: матер. межународ. науч.-практ.конф. «Транспорт и хранение углеводородного сырья»: в 2 Т. Тюмень: ТИУ, 2022. Т. 2. С. 122−126.

УДК 622.24.057

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ

М.С. Устинов, А.С. Собачкин
УГНТУ, г. Уфа

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов происходит отложение тяжелых компонентов перекачиваемого продукта, в результате чего снижается пропускная способность, соответственно и объём перекачки. В настоящее время известны различные конструкции устройств очистки внутренней полости трубопровода, но каждая имеет свои недостатки, поэтому предлагается усовершенствование очистного устройства на базе «ВОСТОК-М4Т», применение которого может заменить собой ряд других скребков.

Выявлены три основные проблемы при очистке внутренней полости трубопроводов: скопление отложений в передней части устройства и неравномерное движение при скоростях перекачки 5-8 м/с, что решается применением переднего фланца с байпас-отверстиями [1]; для решения проблемы неравномерного износа кромок чистящих элементов предлагается обеспечение вращательного движения путём использования дополнительных чистящих пластин (рисунок 1).

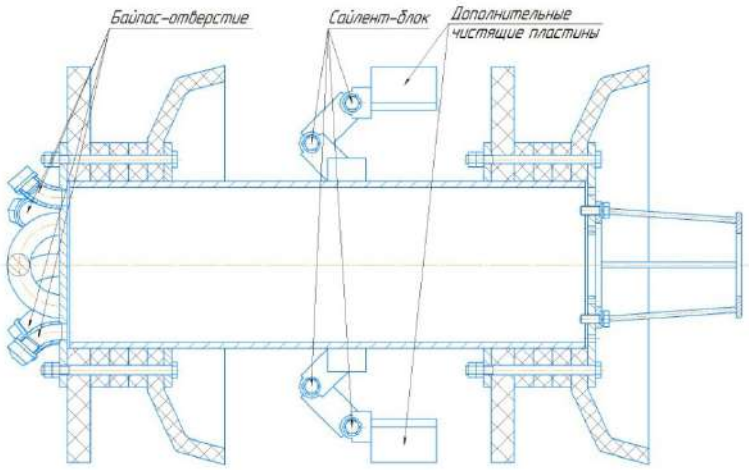


Рисунок 1 – Очистное устройство с дополнительными чистящими пластинами

Чистящие пластины крепятся дополнительными рычагами к корпусу очистного устройства, усилие поджатия платин к внутренней стенке трубопровода обеспечивается и регулируется при помощи сайлентблоков (рисунок 2).

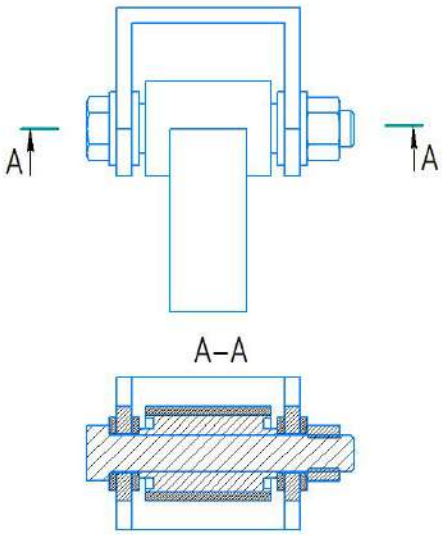


Рисунок 2 – Сайлентблок

Чистящие пластины закрепляются на корпусе под углом к оси трубопровода, в результате взаимодействия пластин с внутренней стенкой трубопровода обеспечивается вращательное движение скребка вокруг своей оси, в результате чего осуществляется равномерный износ манжет, чистящих и ведущих дисков, при содержании во внутренней полости мелких металлических частиц происходит предотвращение струйной эрозии путем создания местной турбулентности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Устинов М.С., Мугаллимов Ф.М. Модернизация устройства очистки магистральных нефтепроводов//В книге: Тезисы доклада на конференции – 2022 Материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. 2022. С. 39-40.
2. Устинов М.С., Мугаллимов Ф.М. Расчёт прочностных характеристик корпуса трансмиттера серии «ВОСТОК-Т80» методом конечных элементов//В книге: Роль математики в становлении специалиста – 2022 Материалы Международной научно-практической конференции УГНТУ. 2022. С. 189-193.

УДК 621.64:66.045

ВНЕДРЕНИЕ ГАЗОМАСЛЯНОГО ТЕПЛООБМЕННИКА В СИСТЕМУ ОХЛАЖДЕНИЯ ДЭГ ГТК-25 ИМ С ПАРАЛЛЕЛЬНЫМ ПОДОГРЕВОМ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

А.Р. Хакимов
УГНТУ, Уфа

Повышение эффективности работы системы подогрева топливного газа на КС является актуальной задачей. В работе рассматриваются перспективы внедрения газомасляного теплообменника ГМТ-401 в систему охлаждения диэтиленгликоля (ДЭГ) ГТК-25 ИМ.

Газомасляный теплообменник ГМТ-401, предназначен для одновременного охлаждения ДЭГ и подогрева топливного газа газотурбиной установки на компрессорных станциях ОАО «Газпром».

Конструктивно ГМТ представляет собой пластинчато-ребристую теплообменную секцию из алюминиевых сплавов, закрытую защитным кожухом из листового металла. Кожух предназначен для защиты теплообменной секции от внешних механических воздействий. Теплообменной матрицей пластинчато-ребристой секции является многослойный цельнопаяный пакет, состоящий из диэтиленгилколевых, газовых и буферных каналов.

Схема расположения данного оборудования представлена на рисунке 1.

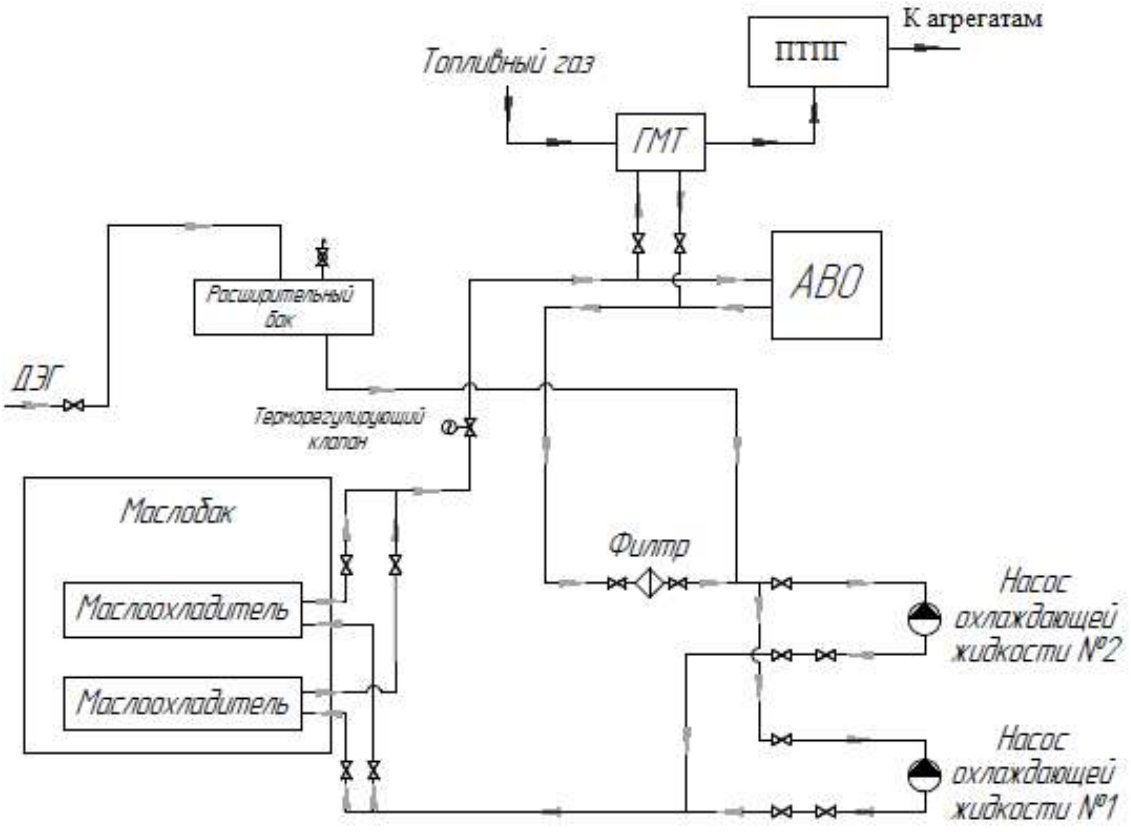


Рисунок 1 – Принципиальная схема внедрения ГМТ в систему охлаждения ДЭГ

Достоинство данного внедрения:

1. Экономия электроэнергии (выраженно работой подогревателя топливного и пускового газа и аппарат воздушного охлаждения ДЭГ не на полную мощность)
2. Экономия газа в оборудовании ПТПГ, на подогрев топливного газа.
3. Длительный срок службы ПТПГ и АВО ДЭГ за счет минимальной работы оборудования.
4. При эксплуатации газомасляный теплообменник ГМТ-401 не имеет вредных выбросов в окружающую среду.
5. При изготовлении ГМТ-401 использовались нетоксичные материалы и вещества, которые не оказывают загрязняющего воздействия на атмосферу.

В качестве недостатков можно отметить перепад топливного газа на ГМТ-401 (до 1,2 МПа).

Внедрение ГМТ в систему охлаждения ДЭГ агрегата ГТН-25ИМ демонстрирует положительные качества как в технологическом плане, так и финансовом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ООО «Газхолодтехника» Теплообменник газомаслянный ГМТ-401: паспорт, 2013. 40 с.
2. АО «АЕГ-Канис» Техническая инструкция по эксплуатации агрегатов ГТК-25ИМ: паспорт, 1996. 16 с.

СЕКЦИЯ
«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

УДК662.925.6

ОЦЕНКА ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ТИПА «АЙСБЕРГ»

А.Ф. Арсланова
УГНТУ, г. Уфа

Россия обладает крупнейшими объемами запасов природного газа в мире. По данными Минприроды РФ текущие извлекаемые запасы газа в стране составляют 67 трлн м^3. Добываемый природный газ поступает в Единую систему газоснабжения (ЕСГ), устойчивое развитие которой является неизменным ориентиром ПАО «Газпром». Вводятся в эксплуатацию мощные газовые магистрали, компрессорные станции, активно ведётся реконструкция действующих цехов с отработавшими свой ресурс газоперекачивающими агрегатами (ГПА).

Одним из актуальных вопросов газовой промышленности на сегодняшний день является эффективная эксплуатация аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО), от работы которых зависит надежная транспортировка газа по магистральному газопроводу (МГ). Охлаждение природного газа на выходе из КС перед подачей в МГ – наиболее важный технологический процесс транспортировки голубого топлива. До 80% электроэнергии компрессорной станции потребляют приводы АВО. Тепловая мощность АВО должна обеспечивать температуру, значения которой не нарушают устойчивую работу газопроводов, а также не допускают гидратообразования, которое может привести к закупорке сечения труб.

Цель работы:

1) Определение и оценка тепловой эффективности АВО типа «Айсберг» для самого холодного и жаркого месяца в году за последние 5 лет эксплуатации при включенных вентиляторах и при естественной конвекции;

2) Определение зависимости эффективности теплосъема аппаратов от наработки;

3) Анализ существующих методов очистки трубных пучков;

4) Создание пользовательской формы в Microsoft Exel для расчета коэффициента теплопередачи и определения эффективности охлаждения аппаратов.

АВО «Айсберг» спроектирован для охлаждения природного газа на КС, установленных на МГ в условиях Крайнего Севера, в том числе и с морским климатом. На сегодняшний день данный аппарат с успехом применяется на важнейших объектах газовой отрасли, в том числе на объектах дочерних обществ ПАО «Газпром».

В аппаратах воздушного охлаждения используется внешнее оребрение трубы, выполненное методом накатки из алюминия. Такое исполнение способствует увеличению коэффициента теплопроводности за счет увеличения наружной поверхности до 20 раз. К сожалению, в процессе эксплуатации вследствие интенсивных загрязнений трубных пучков и деформации теплообменные установки меняют свои характеристики. Для исследования этого вопроса был рассчитан коэффициент теплопередачи при всех включенных и выключенных вен-

тиляторах для самого холодного и жаркого месяцев в году. Коэффициент теплопередачи показывает, какое количество теплоты переходит в единицу времени от более нагретого теплоносителя к менее нагретому.

Фактическое загрязнение поверхности нагрева АВО определяется как отношение фактического коэффициента теплопередачи к паспортному (1):

$$\delta = \frac{K_ф}{K_п}. \quad (1)$$

где $K_ф, K_п$– фактический и паспортный коэффициента теплопередачи. Паспортный теплосъем определен по лучевым характеристикам АВО типа «Айсберг»12,5- Б1(Б3)-ВТ1/6-1-12.

В работе определено фактическое загрязнение АВО газа первой ступени двухступенчатого охлаждения дожимной компрессорной станции (ДКС) второй очереди газового промысла. Проведена оценка тепловой эффективности аппаратов, эксплуатируемых на производственной площадке дожимной компрессорной станции ООО «Газпром добыча Надым». Известно, что с запуска аппаратов очистка трубных пучков не проводилась

Для определения зависимости эффективности работы АВО типа «Айсберг» от наработки необходимо учесть фактические данные за последние пять лет эксплуатации аппарата. Зависимость эффективности теплосъема АВО от наработки аппроксимируется экспоненциальной функцией (2):

$$Q_{час} = a + b \cdot \exp(-\alpha \cdot t). \quad (2)$$

где a, b, α – эмпирические коэффициенты; (b = 105,19; α = 0,044 для летнего режима и b = 103,2; α = 0,034 для зимнего режима работы); t – наработка, тыс. ч.

Таким образом, эффективность теплосъема аппарата снижается на 10–15% в первые три года эксплуатации, а далее изменяется незначительно. Снижение эффективности вызвано загрязнением межреберного пространства механическими и органическими частицами, которые с течением времени эксплуатации АВО уплотняются. Уменьшение коэффициента теплопередачи на 10–15% ведет к потерям мощности на привод АВО на 30–40% каждый год. Для снижения энергетических затрат и поддержания максимального теплосъема предлагается использовать гидродинамический способ очистки.

УДК 620.91

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Т.А. Баймухаметов
УГНТУ, г. Уфа

Компрессорные станции являются ключевым звеном газотранспортной системы. При этом их использование сопровождается большими затратами на энергию и негативным воздействием на окружающую среду. Для решения этих проблем применяются различные методы повышения эффективности их работы.

Один из основных способов снижения потребления топливно-энергетических ресурсов оборудованием компрессорных станций является оптимизация режимов перекачки природного газа. Например, использование систем управления и контроля, которые позволяют автоматически регулировать процессы работы газоперекачивающих агрегатов, позволяет снизить затраты на энергию и повысить эффективность работы всей системы в целом.

Другой способ повышения эффективности работы – применение современных методов контроля и диагностики. Они позволяют выявлять и устранять возможные неисправности и повреждения, что в свою очередь повышает надежность и продолжительность работы компрессорных станций.

Еще один способ изменение и улучшение конструкции оборудования. Например, применение новых материалов и технологий позволяет снизить вес и габариты вентиляторного блока аппаратов воздушного охлаждения газа, что в свою очередь снижает затраты на энергию и уменьшает негативное воздействие на окружающую среду. Также для повышения эффективности компрессорных станций используют новые технологии. Например, применение технологии магнитного подшипника позволяет снизить трение и износ компрессорных агрегатов, что повышает их надежность и продолжительность работы.

Для наглядности приведем пример расчета эффективности работы компрессорной станции. Предположим, что компрессорная станция работает 24 часа в сутки, 7 дней в неделю. Ее мощность составляет 1000 кВт, а стоимость электроэнергии – 5 руб./кВт·ч. Тогда затраты на энергию за неделю составят:
1000 кВт * 24 часа * 7 дней * 5 рублей = 8 400 000 рублей.

Если применить оптимизацию режимов работы, например, автоматическое регулирование процессов работы компрессорных агрегатов, то можно снизить затраты на энергию на 10%. Тогда затраты на энергию за неделю составят:
8 400 000 рублей - (8 400 000 рублей * 0,1) = 7 560 000 рублей.

Таким образом, применение оптимизации режимов работы позволило снизить затраты на энергию на 840 000 рублей в неделю.

В заключение можно сказать, что применение различных способов повышения эффективности требует индивидуального подхода и выбора оптимального решения, учитывая особенности конкретного производства и его потребностей.

УДК 620.91

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОУТИЛИЗИРУЮЩИХ ЭНЕРГОХОЛОДИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Г.Д. Васильев, Е.А. Федосеева, Т.Р. Фазлеев
УГНТУ, г. Уфа

Наиболее важными задачами, определяющими повышение эффективности функционирования газотранспортных систем, являются в первую очередь снижение энергозатратности, связанное с уменьшением расхода топливного газа в приводных двигателях, преимущественно газотурбинных, и электроэнергии, используемой на привод вентиляторов в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) компримируемого газа и масла.

Большую, может быть, решающую роль в решении этих задач могут сыграть технологии комбинированной выработки энергии, базирующиеся на использовании сбросной теплоты компрессорных станций.

Снизить энергозатратность за счет уменьшения расхода топливного газа на существующих газоперекачивающих агрегатах (ГПА), а также повысить производительность газоперекачки можно путем ввода новых приводных мощностей теплоутилизирующих энергетических установок.

Повышение производительности газопровода также возможно за счет изменения параметров перекачиваемого газа, а именно за счет повышения глубины охлаждения компримируемого газа.

Повышение глубины охлаждения газа до более высоких значений, чем может обеспечить АВО газа, с помощью теплоутилизирующих энергохолодильных установок, функционирующих на сбросной теплоте, открывает большие возможности в повышении производительности магистрального газопровода при сохранении мощности ГПА и расхода топливного газа.

Как показали исследования, экономия мощности КС на перекачку газа в зависимости от глубины охлаждения газа в 5-6 раз превышает затраты мощности на его охлаждение [2].

Однако возможность реализации идеи охлаждения газа на линейных КС до больших глубин, чем это позволяют АВО газа, практически не исследована.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Динков В.А., Грищенко А.И., Васильев Ю.Н., Мужиловский П.И. Повышение эффективности использования газа на компрессорных станциях. М.: Надра. – 1981. – 296 с.
2. Билека Б.Д., Васильев Е.П. Использование комплексных теплоутилизирующихэнергохолодильных установок на низкокипящих рабочих телах для повышения эффективности работы компрессорных станций // Авиационнокосмическая техника и технология. - 2004, вып.7(15).- С.8-12.
3. Билека Б.Д., Клименко В.Н., Захаров Ю.В., Радченко Н.И., Сирота А.А. Контуры на низкокипящих рабочих телах для комплексной утилизации теплоты в газопаротурбинных установках // Холодильная техника и технологии. - 2002, вып.3.- с.15-16

УДК 621.671

ИЗУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ

А.М. Галинуров, Е.В. Бурдыгина
УГНТУ, г. Уфа

В ходе эксплуатации, параметры насосного оборудования все больше отклоняются от своих паспортных значений под воздействием ряда факторов. Для выявления реального влияния этих факторов, а также анализа характера изменения характеристики насоса со временем эксплуатации разработана программа на основе Excel.

С помощью данной программы построены рабочие характеристики с фактической рабочей точкой для 154 реальных, работающих на производстве насосов, перекачивающих нефтепродукты непосредственно на нефтеперерабатывающих комплексах. Принятые параметры работы насосов были получены посредством инструментальных измерений. По полученным характеристикам были определены значения отклонения КПД насоса, а затем сгруппированы по факторам, с целью определения наличия закономерностей.

Отклонения для всех насосов были сгруппированы по перекачиваемым средам (сырая нефть, бензин, гудрон, дизельное топливо), наработке насоса с начала эксплуатации, году выпуска, а также по нахождению фактической точки в рабочем диапазоне [1]. Фрагменты полученных результатов представлены на рисунке 1.

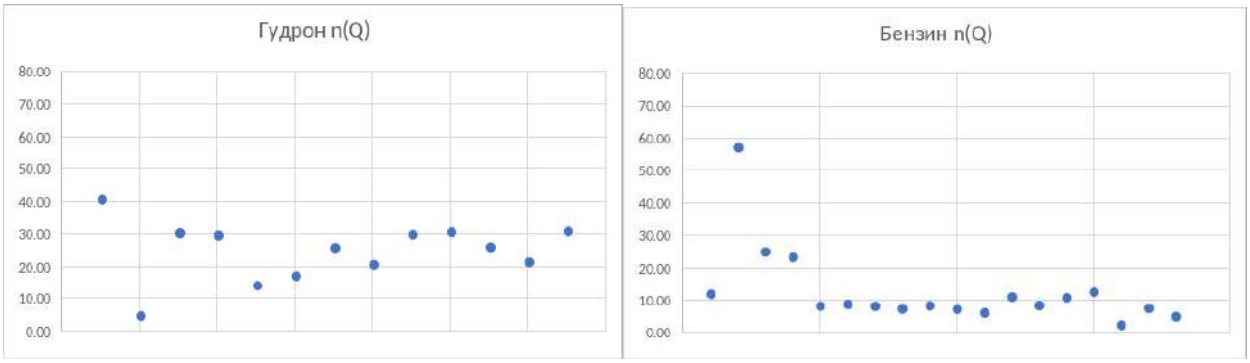


Рисунок 1 – Гистограммы отклонений КПД насоса по среде

Как видно из гистограмм, в случае перекачки насосом более плотных сред, таких как гудрон, отклонения насоса составляют около 25-30%, в то время как при перекачке менее плотного бензина, отклонения составили около 10-15% от номинального значения КПД.

В ходе группировки насосов по году выпуска, наработке и рабочему диапазону были получены следующие отклонения, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Усредненные значения отклонения КПД

Среда	Наработка с НЭ, тыс. ч.				
	0-40	40-80	80-120	120-160	160-200
Тяжелые среды	17,30	18,12	19,36	26,00	-
Средние среды	20,35	20,65	21,65	24,23	30,01
Легкие среды	21,52	27,80	30,01	-	-

Среда	Год выпуска				
	1965-1975	1975-1985	1985-1995	1995-2005	2005-2015
Тяжелые среды	-	12,2	12,34	24,95	23,90
Средние среды	12,43	14,35	17,48	21,42	25,04
Легкие среды	-	5,53	15,83	19,20	26,07

Среда	% от максимального расхода				
	0-20	20-40	40-60	60-80	80-100+
Тяжелые среды	23,93	27,75	23,02	16,35	18,33
Средние среды	-	23,83	22,10	17,58	16,19
Легкие среды	-	16,66	15,11	10,40	8,91

Было выявлено, что отклонение КПД при эксплуатации насоса в рабочем диапазоне меньше на 5-10%, при малых значениях наработки меньше на 7-12%, при годе выпуска насоса до 1995 года меньше на 10-15%. В случае года выпуска, выявленные значения показывают, что качество насосов и рабочих колес, произведенных до 1995 года выше, а современные насосы имеют дефекты еще до введения в работу [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ломакин А. А. Центробежные и осевые насосы. М.; Л.: Машиностроение, 1966. – 47-49 с.
2. Сулейманов А.М., Современное состояние насосного парка нефтеперерабатывающих заводов / А.М. Сулейманов, Ф.М. Хафизов – Уфа: УГНТУ, 2015 – 2 с.

УДК 621.184.4

КОНТАКТНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ С КОНДЕНСАЦИЕЙ ВОДЯНОГО ПАРА

Т.Ф. Гареев
УГНТУ, г. Уфа

В условиях современных энергетических проблем и роста цен на дефицитные виды топлива (газ и мазут) экономия топлива является важнейшей задачей энергетической отрасли.

Актуальность повышения эффективности использования газа в стране растет с увеличением его удельного веса в топливном балансе и с ростом его стоимости.

Одним из основных источников повышения эффективности использования природного газа является полная утилизация теплоты уходящих газов котлов. Задача экономии топлива тесно связана с проблемой защиты окружающей среды. Одним из наиболее сложных и актуальных направлений среди экологических проблем теплоэнергетики является сокращение выбросов оксидов азота котельными установками. Проблема охраны окружающей среды от выбросов объектов теплоэнергетики приобрела особую социальную значимость. Оксиды азота относятся к числу наиболее токсичных выбросов теплоэнергетического оборудования. Они являются загрязнителями атмосферы при сжигании всех видов органического топлива, в том числе и природного газа. Поскольку токсичность оксидов азота превышает токсичность большинства других вредных компонентов, поэтому сокращение выброса оксидов азота, крупнейшими источниками которого являются котельные агрегаты и промышленные печи, есть одна из актуальнейших задач по защите атмосферного воздуха от загрязнения.

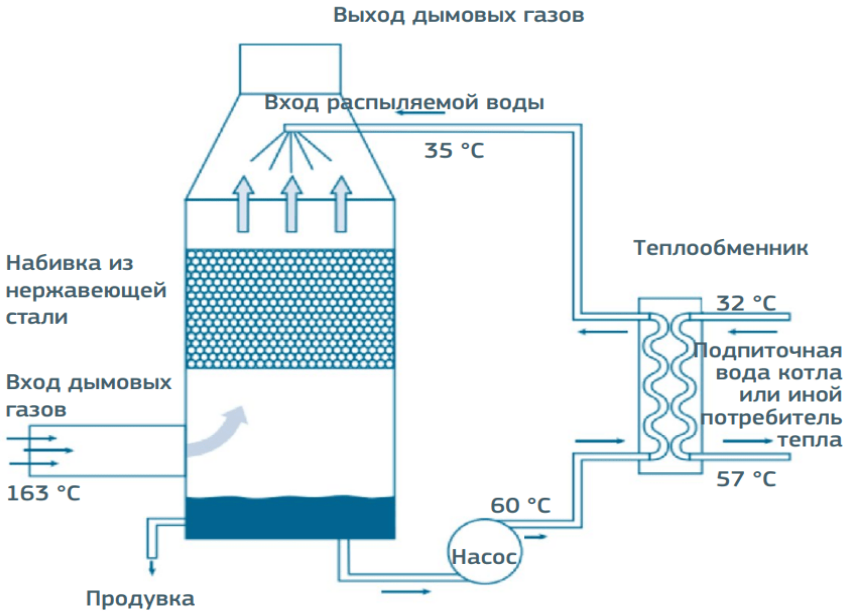
Для глубокого использования теплоты уходящих газов в котлах широкое распространение в промышленной энергетике получили контактные экономайзеры.

Экономайзер представляет собой устройство, которое обогревается продуктами сгорания топлива. Подобное устройство предназначено для подогрева либо для частичного испарения воды, которая поступает в паровой котёл.

Экономайзер является неотъемным элементом котлоагрегата. Это теплообменник, где питательная вода, прежде чем будет подана в котел, подогревается при помощи уходящих из котла газов.

Принцип действия контактных водяных экономайзеров заключается в том, что вода подогревается горячими продуктами сгорания путем непосредственного соприкосновения с ними при отсутствии разделительных стенок между теплоносителями. Поверхностью нагрева в контактном экономайзере является, таким образом, поверхность пленки, капель и струек воды, через которую и происходит теплообмен между газами и водой. Одновременно происходит и массообмен между теплоносителями. При оптимальном режиме работы наблюдается конденсация водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Могут иметь место и режимы с испарением части подаваемой воды и переходом ее в газовую

фазу. Происходит также растворение газов в воде или, наоборот, выделение их из воды.



Главной особенностью и одновременно главным преимуществом контактных экономайзеров, как и контактных водонагревателей любого другого типа, является возможность осуществления конденсации содержащихся в продуктах сгорания водяных паров и использования выделяющегося при этом тепла для нагрева воды. Поэтому эффективность применения контактного нагрева воды дымовыми газами при прочих равных условиях растет с увеличением их начального влагосодержания, зависящего от состава, влажности топлива и коэффициента избытка воздуха в продуктах сгорания.

Эффективность контактных экономайзеров увеличивается с уменьшением начальной и конечной температуры воды. Поэтому целесообразно, чтобы начальная температура воды не превышала 20—30 С. Работа экономайзера наиболее эффективна, если конечная температура воды не превышает точки росы 50—60 С, а начальная ее температура близка нулю.

Содержание оксидов азота в уходящих газах при работе котла с контактным экономайзером снижается примерно на40%.

Преимущественные области применения контактных экономайзеров — нагрев исходной воды для приготовления подпиточной воды тепловых сетей и питательной воды котлов, производственное и бытовое горячее водоснабжение, а также нагрев воздуха в системах воздушного отопления и кондиционирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Михайлов В.В. Рациональное использование топлива и энергии в промышленности / В.В. Михайлов, Л.В. Гудков, А.В. Терещенко – М.: Энергия, 1978. – 224 с.
2. Молчанова, Р.А. Основы трансформации теплоты: Учеб.пособие. / Р.А. Молчанова, Э.Р. Ахметов, Ш.З. Файрушин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 118 с.
3. Кудинов А. А. Энергосбережение в котельных установках ТЭС и систем теплоснабжения: монография / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. - М.: НИЦ ИНФРА – М, 2016. – 320 с.

УДК 621.671

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Т.И. Галимуллин, О.Б. Давлетов
УГНТУ, г. Уфа

Центробежные насосы используются во многих отраслях: в нефтегазовой промышленности, в энергетике, при обеспечении противопожарной безопасности, на объектах агропромышленного комплекса, в пищевой промышленности, в химической промышленности, в авиакосмической промышленности, в фармацевтической промышленности. В частности, на нефтеперекачивающих станциях (НПС) и на компрессорных станциях (КС) расход энергии центробежными насосами составляет более 95% от общего потребления сети. Увеличениекоэффициента полезного действия (КПД) центробежных насосов позволит значительно понизить затраты на электроэнергию, следовательно, повысить эффективность работы предприятий и организаций многих видов экономической деятельности, вовремя производить ремонт оборудования, что увеличит срок его службы.

Принцип работы анализируемого оборудования заключается в следующем: жидкость поступает в центробежный насос, при контакте жидкости с лопатками рабочего колеса возникает перепад давления по закону бернули от центра рабочего колеса к его границам из-за большой разницы скорости поступающей жидкости и скорости вращения лопаток[3].

Мощность центробежного насоса находится по формуле:

$$N = \rho g H Q, \quad (1)$$

где ρ – плотность жидкости;

g– ускорение свободного падения;

H– фактический напор;

Q –расход энергии, возникающий в результате внутреннего трения жидкости.

С помощью ряда законов была выведена следующая формула:

$$H = k\eta_г H_m \quad (2)$$

H – фактический напор;

k– поправочный коэффициент, учитывающий конечное число лопаток (k = 0,7–0,8);

$\eta_г$–поправочный коэффициент, учитывающий влияние гидравлических потерь (ηг = 0,7–0,9)

H_m – теоретический полный напор, который определяется по формуле:

$$H_m = \frac{u_2 c_2 cos\alpha_2}{g} \quad (3)$$

где u_2–окружная скорость;

c_2 – касательная составляющая абсолютной скорости;

$cos\alpha_2$ – угол между u_2 и c_2.

Из формулы (3) видно, что напор зависит от окружной скорости и касательной составляющей абсолютной скорости схода, т. е. от частоты вращения

насоса и геометрии его выходных элементов [1].
Для повышения теоретического напора можно:

1) Увеличить радиус колеса, что приведет к увеличению окружной скорости;

2) Увеличить число оборотов колеса, т.е. угловую скорость, однако это может привести к возникновению кавитации и ограничивается прочностью колеса [2].

В результате анализа получается, что мощность центробежного насоса определяется следующим образом:

$$N = \rho g k \eta_c H_m$$

В качестве путей повышения КПД рассмотрение изменения таких величин как плотность жидкости и ускорение свободного падения не целесообразно, поскольку приращение этих величин обойдется куда большей потерей энергии, чем прирост мощности.

Следовательно, для повышения КПД центробежных насосов возможны такие варианты:

- оптимальные размеры и форма лопаток;
- оптимальная скорость жидкости в центробежном насосе;
- снижение трения между жидкостью и рабочей поверхностью центробежного насоса.

Рассмотрим варинат для повышения КПД через снижение трения между жидкостью и рабочей поверхностью центробежного насоса. Для этогоконструкцию рабочего колеса можно сделать литой, вследствие чего не будет дополнительного трения, создаваемого сварным соединением. Это приведет к повышению прочности изделия и его КПД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Али, М.С. Насосы и насосные установки: Учебник / М.С. Али, Д.С. Бегляров. – Москва: Новочеркасск: Лик, 2022. – 130 с.

2. Сагдеев, Д.И., Косенков, Д.В., Фомина, М.Г., Аляев В.А. Насосы и компрессоры: практикум / Д. И. Сагдеев, Д. В. Косенков, М. Г. Фомина, В. А. Аляев. –Казань: Изд-во КНИТУ, 2022. – 147 с.

3. Толстых, А. В. Насосы, вентиляторы и компрессоры в системах теплогазоснабжения и вентиляции : учебное пособие / А. В. Толстых, Ю. Н. Дорошенко, В. В. Пенявский. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 176 с.

УДК 66.045.53

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГРАДИРЕН

А.Ф. Гильманшина
УГНТУ, г. Уфа

Системы оборотного водоснабжения (СОВ) играют ключевую роль в технологическом комплексе различных промышленных предприятий. Эффективность работы СОВ напрямую влияет на производительность и срок службы оборудования, качество и трудоемкость готовой продукции, а также на использование сырья и энергии [1]. Однако, также важной является задача осуществления рационального использования водных ресурсов и энергосбережения в самых СОВ.

СНиП 2.04.02-84 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» и «Пособие по проектированию градирен к СНиП 2.04.02-84» устанавливают основные технологические параметры эксплуатации охладителей (таблица 1). Как видно, вентиляторные градирни допускают более высокие тепловые нагрузки и глубину охлаждения воды, то есть большее приближение температуры охлажденной воды к теоретическому пределу охлаждения (температуре атмосферного воздуха по смоченному термометру τ).

Вентиляторные градирни допускают более высокие тепловые нагрузки и глубину охлаждения воды, то есть большее приближение температуры охлажденной воды к теоретическому пределу охлаждения (температуре атмосферного воздуха по смоченному термометру τ).

Таблица 1 – Нормативные параметры эксплуатации градирен

Тип градирни	$Q_{уд}$ тыс. ккал/(м^2 · ч)	Δt= $t_1 - t_2$, ℃	$G_{уд}$, $\frac{м^3}{м^2 \cdot ч}$	Δ = $t_2 - \tau$, ℃
Вентиляторные	80-180	8-15	10-12	4-5
Башенные	60-100	7-10	8-10	6-8

Рассмотрим основные критерии оценки эффективности работы градирен (ЭРГ), используемые в настоящее время.

Оценка эффективности работы градирен должна производиться по показателям, определяемым до и после реконструкции градирен. Поэтому рассмотрим следующие показатели.

1. Термический КПД градирни

$$\eta_т = \Delta t/(\Delta t + \delta),$$

где Δt – перепад температур в градирне, ◦С; δ – разность температуры охлажденной воды и температуры воздуха по смоченному термометру, ◦С.

2. Коэффициент эффективности: $\eta_{эф} = (t_{2н} - \tau)/(t_{2ф} - \tau)$,

где $t_{2н}$ и $t_{2ф}$ нормативное и фактически измеренное значения температуры охлажденной воды, ◦С; τ – температура воздуха по смоченному термометру, ◦С.

Термический КПД градирни: $\eta = \Delta t/t_2$

Таблица 2 – Параметры эксплуатации градирен некоторых промышленных предприятий Уфы

Охладитель	$\Delta t=t_1-t_2$	$t_{возд}$	φ, %	$\Delta=t_2-\tau$	$G_{уд}$, $\frac{м^3}{м^2}\cdot ч$	$\eta_т$	$\eta_{эф}$	η	Примечание
Градирня № 3 отд.239 ПАО Уфаоргсинтез	43-31,9= 11,1	23	60	31,9-18,2=13,7	7,8	0,45	0,36	0,35	Перед реконструкцией
Градирня № 3 отд.239 ПАО Уфаоргсинтез	46-32,1= 13,9	35,1	56	32,1-27,9=4,2	10,00	0,77	1,19	0,43	После реконструкции

В отличие от $\eta_т$ и $\eta_{эф}$, термодинамический КПД η является интегральным показателем ЭРГ, учитывающим все условия эксплуатации вентиляторных и башенных градирен. Значение η всегда меньше единицы, поскольку перепад температур в вентиляторных и башенных градирнях практически не превышает 15 ˚С, а температура охлажденной в теплое время года циркуляционной воды не опускается ниже 15 ˚С. Для того, чтобы определять точное изменение ЭРГ после реконструкции градирен, необходимо производить вычисления η на основании очень близких параметров натурных испытаний (τ, φ, Q, и G).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кучеренко Д.И., Гладков В.А. Оборотное водоснабжение: (Системы водяного охлаждения). - М.: Стройиздат, 1980. – 168 с.

2. Арефьев Ю.И., Пономаренко В.С. Технологические расчеты башенных градирен / Водоснабжение и санитарная техника. —2000. — № 7. — С. 17-20

УДК 697.9

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА СТЛПУМГ

Д.М. Голяков
УГНТУ, г. Уфа

Нормальная работа системы теплоснабжения означает обеспечение потребителей тепла с нужным качеством и поддержание параметров теплоснабжения на необходимом уровне. Один из ключевых факторов в этом процессе - поддержание адекватного давления в тепловой сети и подачи сетевой воды в соответствии с запланированными потребностями в тепловой энергии.

Важным аспектом в области экономии энергии в централизованных системах теплоснабжения является усовершенствование структуры и параметров тепловых сетей. Гидравлический режим (поток воды) в этих сетях зависит от основных компонентов системы: от источника тепла с насосами, тепловой сети и потребителей.

В процессе эксплуатации системы централизованного теплоснабжения возникают неравномерности из-за изменения нагрузки, подключения новых потребителей, износа трубопроводов и изменения параметров системы. Это может привести к неравномерной подаче тепла, повышенным потерям воды и ухудшению производительности трубопроводов.

Плохая теплоизоляция трубопроводов и проникновение грунтовых вод также приводят к потерям тепла и повреждению труб. Утечки усиливаются из-за некорректной настройки системы и изменения температур.

Все эти проблемы воздействуют на всю систему теплоснабжения и требуют дополнительных затрат и регулировок. Один из методов сэкономить энергию в таких системах – исследование и оптимизация тепловых сетей, чтобы улучшить эффективность и экономию энергии.

Работа по оптимизации системы включает следующие этапы: обследование, тестирование, создание математической модели, разработку оптимального режима, расчет сети и системы потребления, разработку необходимых устройств, мероприятий по оптимизации, проверку эффективности и регулировку системы. В результате, можно добиться более эффективного использования энергии и снижения затрат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Повышение эффективности систем централизованного теплоснабжения: [Электронный ресурс]. 2023. Дата обновления: 25.10.2023. URL:https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-sistem-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya-modernizatsiey-itp (дата обращения 25.10.2023)
2. Повышение эффективности системы теплоснабжения: [Электронный ресурс]. 2023. Дата обновления: 25.10.2023URL:https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-sistemy-teplosnabzheniya (дата обращения 25.10.2023)

УДК 621.574.013-932.2; 620.9

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В ЮЖНЫХ РЕГИОНАХ РОССИИ

Т.В. Игнатова, Б.Л. Житомирский
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Энергетическая политика России направлена на создание инновационной, высокоэффективной энергетической составляющей промышленности страны. Один из путей достижения этой цели – повышение энергоэффективности всех технологических процессов на объектах нефтяной и газовой промышленности, а также электроэнергетики.

Энергоэффективность технологических процессов на указанных объектах во многом определяется эффективностью газотурбинных установок (ГТУ), преимущественно используемых в качестве привода различных энергетических установок. На выходные характеристики ГТУ значительное влияние оказывают условия эксплуатации (повышенная температура атмосферного воздуха, его влажность и запыленность), которые приводят к резкому снижению мощности и КПД, что делает эту проблему особенно актуальной для объектов, расположенных в Южном федеральном округе (ЮФО) Российской Федерации.

Авторами проведен комплексный анализ особенностей эксплуатации ГТУ на конкретном объекте – парогазовой установке ПГУ-110 тепловой электростанции (ТЭС) в г. Астрахань (ООО "ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго") [1]. Выделен ряд основных факторов, приводящих к снижению располагаемой мощности ГТУ, обоснованы основные причины: ухудшение работы комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) под влиянием высокой температуры циклового воздуха на входе в компрессор ГТУ, низкой относительной влажности и высокой запыленности атмосферного воздуха. На основе результатов анализа влияющих факторов предложен комплексный подход к повышению эффективности ГТУ, эксплуатируемых на объектах ЮФО Российской Федерации, который системно объединяет основные мероприятия по модернизации КВОУ, направленные на оптимизацию работы и поддержание выходных характеристик ГТУ как с практической, так и научной точки зрения.

Особое внимание авторы уделяют такому решению, как охлаждение циклового воздуха ГТУ при помощи абсорбционных холодильных машин (АБХМ), что не только повышает эффективность установки, но и становится технологическим требованием в связи со значительным падением мощности при высоких температурах наружного воздуха [2, 3, 4]. ПГУ-110 является первым отечественным проектом, на котором была внедрена система охлаждения циклового воздуха ГТУ на базе АБХМ [1].

Авторами проанализированы результаты выполненного специалистами ПАО «ЛУКОЙЛ» расчетно-теоретического исследования и предпроектной проработки, а также проведена экспериментальная проверка эффективности внед-

ренного проекта на основе теории планирования многофакторного эксперимента.По результатам эксперимента получено регрессионное уравнение в виде полинома второго порядка:

$$Y = 120{,}129 + 0{,}087\,X_1X_2 - 0{,}017\,X_1^2, \qquad (1)$$

с высокой точностью описывающее изменение располагаемой мощности ГТУ(Y) в зависимости от температуры наружного воздуха (X_1) и мощности применяемой АБХМ (X_2). Проведена сравнительная оценка результатов натурных и расчетно-теоретических исследований, оценена их точность и достоверность, подтверждена высокая эффективность проекта (рисунок 1).

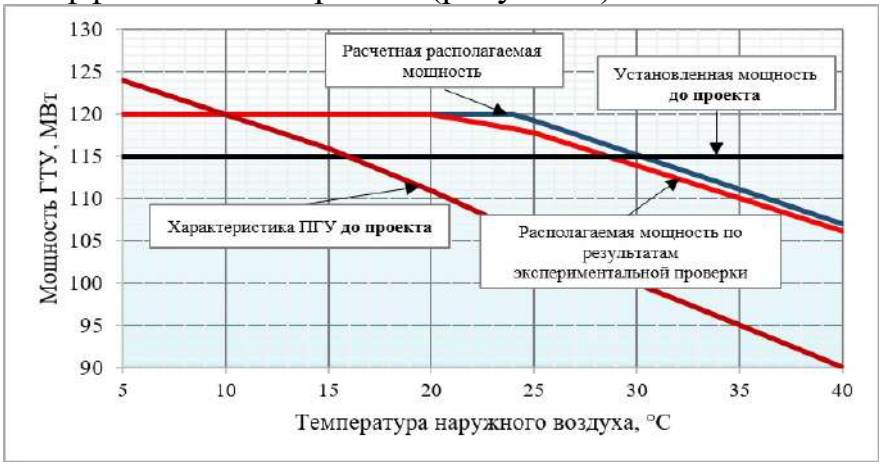


Рисунок 1 – Сравнение результатов расчетно-теоретических исследований и экспериментальной проверки

Результаты выполненных экспериментальных исследований подтвердили корректность расчетно-теоретических исследований по оценке возможности и целесообразности применения АБХМ на ТЭС для охлаждения циклового воздуха, поступающего в ГТУ, с целью увеличения их располагаемой мощности.

Разработанный метод может быть успешно использован при подборе мощностного ряда АБХМ для повышения эффективности ГТУ, используемых в качестве привода на объектах генерации электроэнергии большой мощности компрессорных станциях газотранспортной системы в условиях жаркого климата южных районов Российской Федерации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Охлаждение циклового воздуха компрессора на ПГУ-110 (г. Астрахань) с применением абсорбционных бромисто-литиевых холодильных машин (АБХМ) / Д.Л. Догадин, А. Б. Анохин, Г.Г. Латыпов, И.Н. Крыкин // Газотурбинные технологии. – 2014.–№ 7 (126).–С. 8-12.
2. Игнатова Т.В., Житомирский Б.Л. К вопросу о влиянии температуры окружающего воздуха на эффективность газоперекачивающих агрегатов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 1 (306). – С. 83-91.
3. Житомирский Б.Л., Игнатова Т.В., Ляпичев Д.М. К вопросу об оценке эффективности применения газоперекачивающих агрегатов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 4 (309). – С. 104-116.
4. Житомирский Б.Л., Игнатова Т.В., Ляпичев Д.М. Оценка эффективности применения газоперекачивающих агрегатов при поставках природного газа в регионы России // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2023. – № 1 (310).– С. 122-133.

УДК 62-713.1

ПЕРЕХОД НА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ ОБОРОТНОЙ ВОДОЙ

С.Н. Костарева, Е.В. Бурдыгина, Е.А. Федосеева
УГНТУ, г. Уфа

Одним из способов повышения энергоэффективности водооборотной системы охлаждения на нефтехимическом предприятии является изменение подачи оборотной воды с переходом на последовательное охлаждение технологических потоков. Возможность изменения схемы подачи оборотной воды определяется холодильной нагрузкой ТОА и температурным режимом охлаждаемого технологического потока. Анализ фактических технологических параметров работы оборудования закрытой оборотной системы охлаждения предприятия показал возможность перехода на последовательное включение по охлаждающей воде конденсаторов мгновенного испарения ТОА-202 и ТОА-201. В конденсаторы мгновенного испарения ТОА-202 (ТОА-201) поступают несконденсировавшиеся пары уксусной кислоты, где конденсируются оборотной водой, подаваемой в межтрубное пространство. Температура оборотной воды на выходе из ТОА составляет по технологическому регламенту 30-75 °С (40 °С). Расход оборотной воды на входе в ТОА составляет по регламенту 150-400 т/ч. Конденсат уксусной кислоты из конденсаторов мгновенного испарения ТОА-202 (ТОА-201) собирается далее в емкости уксусной кислоты мгновенного испарения Е-202 (Е-201). Для обогрева емкости Е-202 (Е-201) используется пар давлением 0,1 МПа, подаваемый в наружный змеевик. Температура уксусной кислоты в емкости Е-202 (Е-201) составляет по регламенту 54 °С.

В таблице 1 приведены параметры работы теплообменных аппаратов по результатам энергетического обследования.

Таблица 1 – Фактические параметры работы теплообменных аппаратов

Номер ТОА	Расход прямой оборотной воды G_1, $м^3/ч$	Температура воды, °С		Температура продукта, °С	
		вход t_1	выход t_2	вход t_3	выход t_4
ТОА-201	453	30,1	38,6	114	45
ТОА-202	470	30,1	39,8	112,5	33,4

Геометрические характеристики аппарата конденсаторов мгновенного испарения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Геометрические характеристики ТОА

Номер ТОА	Площадь теплообмена F, $м^2$	Диаметр кожуха $D_{вн}$, мм	Количество труб в ТОА, шт.	Длина труб, м	Площадь проходного сечения между перегородками $F_{п.с.1}$, $м^2$	Площадь проходного сечения в вырезе перегородок, $F_{п.с.2}$, $м^2$
ТОА-201, ТОА-202	228	1100	840	3,66	0,538	0,176

В результаты перехода на последовательное охлаждение паров уксусной кислоты прямая вода с температурой $t_1 = 30{,}1$ °С и расходом $G_1 = 470$ м^3/ч поступает сначала в ТОА ТОА-202, где охлаждает продукт до $t_4 = 33{,}4$ °С. Обратная вода из ТОА ТОА-202 с температурой $t_2 = 39{,}8$ °С и расходом $G_1 = 470$ м^3/ч поступает далее на вход ТОА-201 для охлаждения продукта до температуры $t_4 = 45$ °С. Расчетная температура обратной воды на выходе из ТОА-201 составит $t_2 = 47{,}7$ °С. Результаты поверочного расчета схемы с последовательным включением конденсаторов мгновенного испарения ТОА-202 и ТОА-201 представлены в таблице 3. Температурные параметры оборотной воды и продукта соответствует требованиям технологического регламента.

Таблица 3 – Результаты поверочного расчета схемы с последовательным охлаждением ТОА

Номер ТОА	Расход прямой оборотной воды G_1, м^3/ч	Температура воды, °С		Температура продукта, °С	
		вход t_1	выход t_2	вход t_3	выход t_4
ТОА-202	470	30,1	39,8	112,5	33,4
ТОА-201	470	39,8	47,7	114	45

Расчет величины снижения холодильной нагрузки на оборотную систему охлаждения приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет величины снижения холодильной нагрузки

Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Значение
Расход оборотной воды	G_1	м^3/ч	453
Расход оборотной воды	G_1	кг/с	125
Температура обратной воды ТОА-201	$t_{обр.в}$	°С	38,6
Температура прямой воды ТОА-201	$t_{пр.в}$	°С	30,1
КПД ТОА	$КПД_{ТОА}$	о.е.	0,95
Плотность воды	ρ	кг/м^3	996,2
Теплоемкость воды	Ср	кДж/(кг·град)	4,19
Снижение холодильной нагрузки на систему охлаждения	$Q_{ТОА}$	кВт	4465

Преимуществом схемы последовательного охлаждения технологических потоков оборотной водой в конденсаторах мгновенного испарения (сначала ТОА-202, затем ТОА-201) является снижение холодильной нагрузки на систему охлаждения на величину 4465 кВт. Это позволит уменьшить потребляемую мощность на привод насосов водооборотной системы охлаждения на 60 кВт, что составит около 40 тыс. кВт·ч/мес.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурдыгина Е.В., Костарева С.Н., Трофимов А.Ю., Дунюшкин Г.К., Федосеева Е.А. Энергоэффективность оборудования систем оборотного водоснабжения//Энергосбережение и водоподготовка. 2019. № 4 (120). С. 11-15.

УДК 64-182

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ С АНАЛИЗОМ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

М.Р. Максютов
УГНТУ, г. Уфа

При строительстве домов производят проектирование системы теплоснабжения, позволяющее обеспечить благоприятные условия для проживания в частном доме в любое время года. Подавляющая часть территории Российской Федерации расположена в суровых климатических условиях, а значит нуждается в создании системы отопления.

Существенной целью данного исследования является анализ системы отопления, применяемой в частном доме, с использованием научно-исследовательского подхода. В рамках этого исследования были изучены планы помещений, требующих установки системы отопления, а также анализировались природно-климатические условия местности, где предполагается осуществлять проектирование данной системы. Основным объектом анализа является система отопления частного дома. Процесс написания данной работы осуществлялся на основе изучения указанных материалов. Анализ природно-климатических условий местности наиболее важен для эффективного проектирования системы отопления. Планы помещений предоставили информацию о требованиях к системе отопления, что также является значимым аспектом данного исследования.

Таблица 1 – Природно-климатические условия местности

Город и влажностные условия эксплуатации ограждений зданий (А, Б) (по СНиП II-3–79*)		Расчетная температура наружного воздуха (по СНиП 23-01–99), °С	Продолжительность и средняя температура воздуха отопительного периода, (по СНиП 23-01– 99)	
			z, сут	t, °С
Караидель	Б	-20	228	-4

В настоящей научно-исследовательской работе акцент сделан на разработке проекта системы отопления для объектов, лишенных возможности подключения к централизованному теплоснабжению. Данная система должна соответствовать различным требованиям, включая технико-экономические, санитарно-гигиенические, монтажно-эксплуатационные и архитектурно-строительные.

При проектировании системы отопления в условиях отсутствия центрального теплоснабжения необходимо учитывать комплекс различных факторов и требований, связанных с эффективностью, экономичностью, безопасностью и эргономичностью системы.

Технико-экономические требования к системе отопления включают в себя удовлетворение потребностей в тепле, максимально эффективное использование возможных энергоресурсов и минимизацию эксплуатационных затрат.

Таким образом, разработка проекта системы отопления в условиях отсутствия центрального теплоснабжения является сложной задачей, требующей учета множества требований и факторов.

Для достижения оптимального энергосбережения и повышения эффективности системы отопления потребуется анализ различных технологий и материалов, а также проведение сравнительных расчетов. Необходимо учесть все факторы, влияющие на энергопотребление, такие как площадь и теплоизоляция здания, климатические условия и потребности жильцов.

Исследование такой системы отопления является актуальным, так как позволяет снизить затраты на теплоснабжение и повысить комфортность проживания жильцов. Кроме того, разработка такой системы может быть применима не только для малоэтажных жилых домов, но и для других типов зданий, где возможно использование автономной системы теплоснабжения. Все эти факторы делают изучение данной темы важным и перспективным направлением исследований.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пантори М. Отопление, вентиляция и кондиционрование воздуха: Жилые здания со встроено-пристроенными помещениями общественного назначения и стоянками автомобилей: Справочное пособие. 2003. С.145-147.

УДК 621.56/59

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ СЫРОГО ГАЗА ДКС НА ГКП

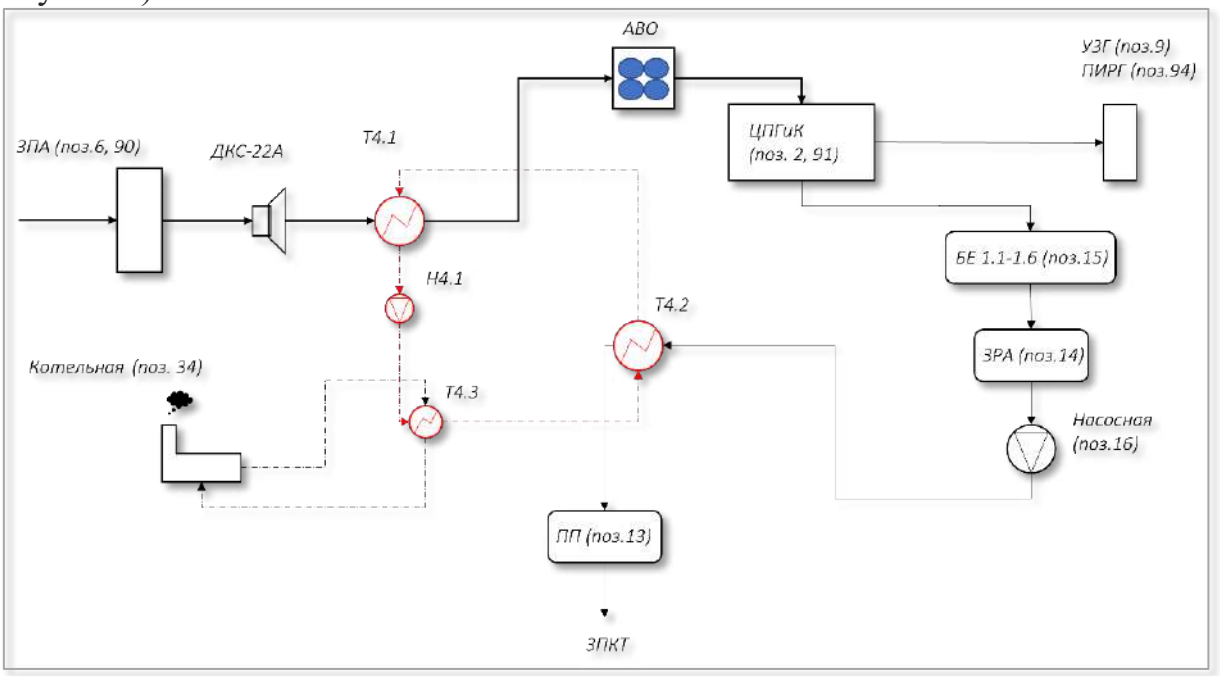
И.Р. Нагимов, А.Ю. Трофимов, Д.Д. Харисов
ООО «Газпром добыча Уренгой» г. Уренгой,
УГНТУ, БашГАУ, г. Уфа

На газоконденсатном промысле Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения конденсат, разделяемый в процессе подготовки газа, перед отправкой на завод подготовки конденсата к транспорту (ЗПКТ) нуждается (после технологии низкотемпературной сепарации - НТС) в подогреве до определенного диапазона температур.

На сегодняшний день температура конденсата повышается на 4-х печах-подогревателях (2 резервных), где источником нагревания является осушенный топливный газ с промысла, а средой посредником между пламенем газа и конденсатом — ДЭГ.

В целях компенсации падения пластовых давлений ачимовских залежей на перспективу, на ГКП запланировано строительство дожимной компрессорной станции (ДКС), на выходе которой будет температура сырого газа около 80-100 °С.

Для рационального использования теплоты сырого газа на выходе с ДКС предлагается внедрить в схему систему их 3-х теплообменников: сырой газ – гликоль (Т4.1), конденсат – гликоль (Т4.2), техническая вода – гликоль (Т4.3). Так же рассматривается возможность модернизации печей-подогревателей под теплообменники в целях снижения капитальных затрат на строительство (рисунок 1).



теплообменник «сырой газ-гликоль» Т4.1; теплообменник «конденсат – гликоль» Т4.2; теплообменник «гликоль – техническая вода»; насос Н4.1, поддерживающий циркуляцию промежуточного теплоносителя

Рисунок 1 – Схема модернизации

Использование данного предложения позволит:

1. осуществлять нагрев конденсата после станции насосной внешней перекачки газового конденсата (поз.16) за счёт тепловой энергии сырого газа, поступающего с ДКС. Это снизит расходы на топливный газ на 76%, а возможно и исключит необходимость подачи топливного газа в печи-подогреватели (поз.13);

2. снизить нагрузки на АВО за счёт охлаждения сырого газа после ДКС, что подразумевает экономию на капитальных и эксплуатационных затратах;

3. использовать теплоту сырого газа для подогрева технической воды для нужд котельной и хозяйства. К примеру, снизить подачу топливного газа в котлы или заправка баков ППУ с линии подогретого теплоносителя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. К возможности утилизации тепла технологических потоков / В книге: Трубопроводный транспорт - 2007. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. Уфа, 2007. С. 171-172.

2 Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. Перспективы нетрадиционной энергетики в северных регионах / В книге: Трубопроводный транспорт - 2011. Материалы VII Международной учебно-научно-практической конференции. 2011. С. 239-241.

УДК 66-7

ВЛИЯНИЕ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЖУХОТРУБЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

О.А. Насибуллина, М.З. Ямилев
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа

В химической, добывающей, перерабатывающей нефтяной и газовой промышленности для передачи теплоты от одного теплоносителя к другому применяются теплообменные аппараты [1]. На эффективность работы теплообменного оборудования могут влиять различные факторы, в том числе рекуперация теплоты, плохая водоподготовка, несвоевременная очистка теплообменных аппаратов и пр.

Многими учеными, изучающими теплообменные процессы, отмечено, что эффективность работы теплообменного оборудования напрямую зависит от химического состава оборотной воды [2]. Присутствие в ней солевых отложений может привести к увеличенному потреблению топлива, электроэнергии, а также преждевременному износу теплообменного оборудования.

Плохая водоподготовка теплоносителя влияет на теплогидравлические характеристики теплообменных аппаратов (коэффициент теплопередачи, температурный напор и др.).

Для изучения влияния солевых отложений на стабильность теплогидравлических характеристик был рассмотрен кожухотрубчатый теплообменный аппарат с сегментными перегородками [3]. Проведено моделирование теплообменного и гидродинамического процесса в кожухотрубчатом теплообменном аппарате с сегментными перегородками. Расчет производился с помощью прикладных пакетов компьютерных программ. В результате получено значение коэффициента теплоотдачи и теплопередачи в межтрубном пространстве при наличии/отсутствии солей.

В результате проведенного технологического расчета коэффициент теплоотдачи при наличии солей составило 460,02 Вт/(м^2·К), при этом значение коэффициента теплоотдачи без солевых отложений составило 730,68 Вт/(м^2·К). Таким образом в кожухотрубчатом теплообменном аппарате наблюдается снижение на 37% эффективности теплообмена при наличии солей (рисунок 1).

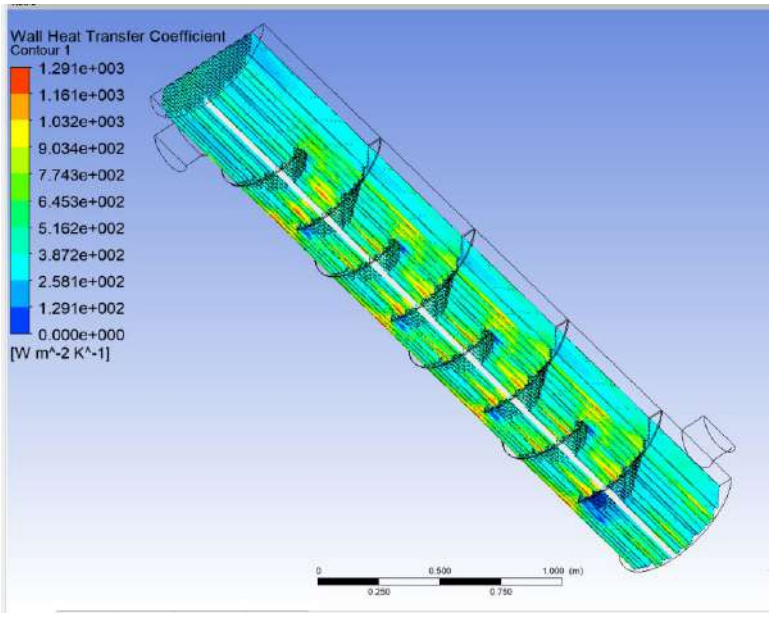


Рисунок 1 – Коэффициент теплоотдачи в теплообменнике с солевыми отложениями

Далее в работе был произведен расчет коэффициента теплопередачи для теплообменного аппарата без солевых отложений и при их наличии, что составило400,11 Вт/(м^2 ·К), 300,3 Вт/(м^2 ·К) соответственно. Таким образом наблюдается снижение на 25% эффективности теплопередачи.

При сравнении показателей расчетов теплообменного аппарата без солевых отложений и с их наличием эффективность теплопередачи (при наличии солей) снижается на 25 %, эффективность теплообмена уменьшается на 37 %. Для получения наглядных данных о потере давления теплоносителя, скорости потока в межтрубном пространстве, снижении температуры на выходе из теплообменного аппарата необходимо провести дальнейшие исследования.

В качестве рекомендаций предлагается своевременно производить очистку теплообменных аппаратов от солевых отложений и уделять особое внимание водоподготовке теплоносителя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Скобло, А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов/ А. И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И.Владимиров, В.А. Щелкунов. – М.: Недра,2000. – 244с.

2. Ахметов, С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. Учебная пособие / С.А. Ахметов, М.И. Баязитов, И.Р. Кузеев, Т.П. Сериков. / - Санкт-Петербург: Недра, 2006. Кн. 1. – С. 99-106

3. Андреева Е.И., Насибуллина О., Садыков С.Н. Влияние отложений на состояние поверхностей нагрева теплообменного оборудования. Сборник трудов Российского Промышленного Форума в рамках секции "Новые материалы и технологии в энергетике и нефтегазовой области". Уфа, 2021. С. 5.

УДК621.6:620.93

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ ЭФФЕКТА ГАРТМАНА-ШПРЕНГЕРА

Е.С. Овчинников, А.М. Щипачев
СПГУ, г. Санкт-Петербург

Сегодня редуцирование давления природного газа на газораспределительных станциях осуществляется путем диссипации энергии давления на преодоления местного сопротивления в виде дросселирующего органа регулятора давления. При такой технологии редуцирования энергия, ранее сообщенная перекачиваемому потоку, теряется в пустоту. Более того согласно эффекту Джоуля-Томсона при расширении газа падает его температура, что требует дополнительных затрат энергии на подогрев, иначе существует риск обмерзания арматуры и выпадения газовых гидратов. Решением этих проблем может стать создание газового регулятора на основе эффекта Гартмана-Шпренгера.

Эффект Гартмана-Шпренгера заключается в следующем. При попадании газа в замкнутую полость возникает автоколебательный процесс, поддерживаемый энергией обтекающего потока. От поверхности раздела на входе в резонатор распространяются ударные волны, которые отражаясь от задней поверхности резонатора возвращаются назад и взаимодействуют с другими набегающими волнами, что приводит к выделению тепла [1]. Объем газа, запертый в замкнутой полости резонатора, накапливает в себе это тепло [2].

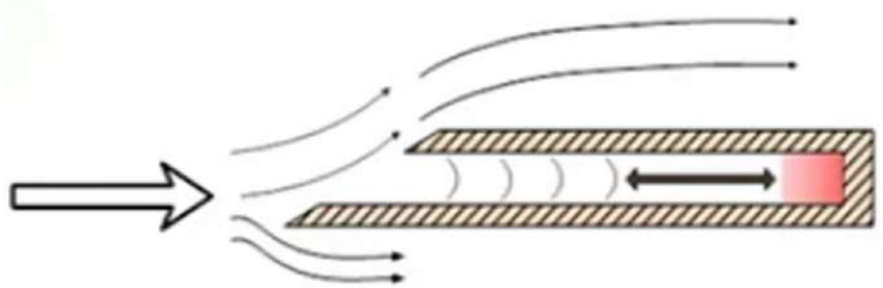
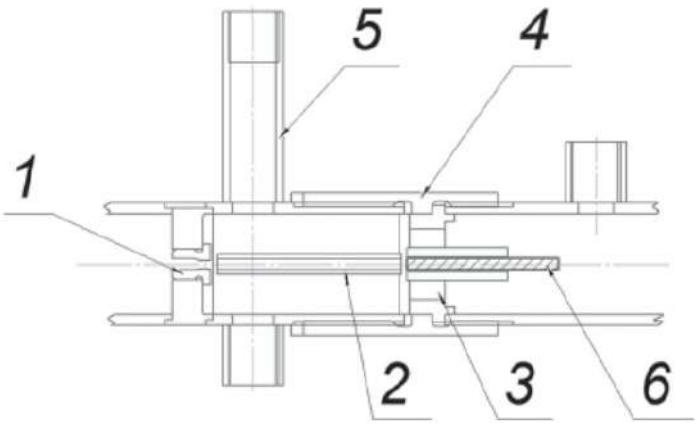


Рисунок 1 – Возникновение эффекта Гартмана-Шпренгера

В работе представлены результаты экспериментальных исследований работы устройства редуцирования давления природного газа на базе эффекта Гартмана-Шпренгера. Для постановки опытов была спроектирована установка, позволяющая менять сопла и резонаторы и расстояния между ними. В качестве разгонного аппарата использовалось сопло Лаваля. Резонаторы применялись цилиндрической формы трех длин: 45,5 мм; 70,5 мм; 97,5 мм.



1 – сменное сопло; 2 – сменный резонатор; 3 – сменное основание резонатора; 4 – муфта резьбовая; 5 – патрубки для датчиков; 6 – термопара концевая
Рисунок 2 – Конструкция экспериментальной установки

Резонатор большей длины (97,5 мм) позволяет достигать наибольших температур, что объясняется тем, что газ дольше остается внутри полости резонатора и накапливает новые порции энергии. Максимальный рост температуры по сравнению с температурой на входе в устройства составил 102 К для длинного резонатора, 79 К для среднего и 78 К для короткого. Во всех случаях температура превысила значение температуры торможения потока.

Средняя скорость роста температуры составила 1,43 К/с для длинного резонатора, 2,07 К/с для среднего и 2,36 К/с для короткого. Короткий резонатор обеспечивает самый быстрый разогрев за счет роста частоты колебаний давления при сокращении длины пробега волны.

Экспериментом удалось подтвердить, что оптимальное место расположения входа в резонатора находится в зоне нестабильности, в этой точке скорость роста температуры и ее прирост были максимальными.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Sibulkin M. Experimental Investigation of Energy Dissipation in a Resonance Tube // ZAMP. – 1963. – № 14. – P. 495–703.

2. Kawahashi M., Suzuki M. Temperature separation produced by a Hartmann-Sprenger tube coupling a secondary resonator // Int J. Heat Mass Transfer. – 1981. – N 24(12). – P. 1951–1958.

УДК 620.9

УТИЛИЗАЦИЯ ВЫСОКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕРИЙНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Ф.М. Хафизов, Н.А. Григорова, Р.А. Молчанова
УГНТУ, г. Уфа

В процессе потребления энергии на технологические процессы, потенциал энергоносителей используется не полностью. Та часть энергии, которая прямо или косвенно не используется как полезная для выпуска готовой продукции, называется энергетическими отходами. Энергетический потенциал отходов продукции, побочных и промежуточных отходов, образующихся в технологических установках (системах), который не используется в самой установке, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других установок называется вторичными энергоресурсами.

Наиболее распространенным источником ВЭР служат предприятия магистрального транспорта газа, переработки нефти, металлургической отрасли, в которой, зачастую, основные циклы производства обладают всеми видами вторичных энергетических ресурсов: горючие, тепловые, избыточного давления. Именно поэтому, металлургия занимает лидирующие позиции среди остальных отраслей в сфере использования ВЭР.

В данной работе рассмотрим использование теплоты уходящих газов с печей металлургического производства одного из предприятий. Печи работают на природном газе.

На этом производстве для литья меди установлены две печи – большая и малая роторные печи. В цехе литья алюминия - три печи: большая роторная печь, отражательная (миксер) и отражательная (фирмы «OttoJunker»). На диаграмме приведены расходы топливного газа.

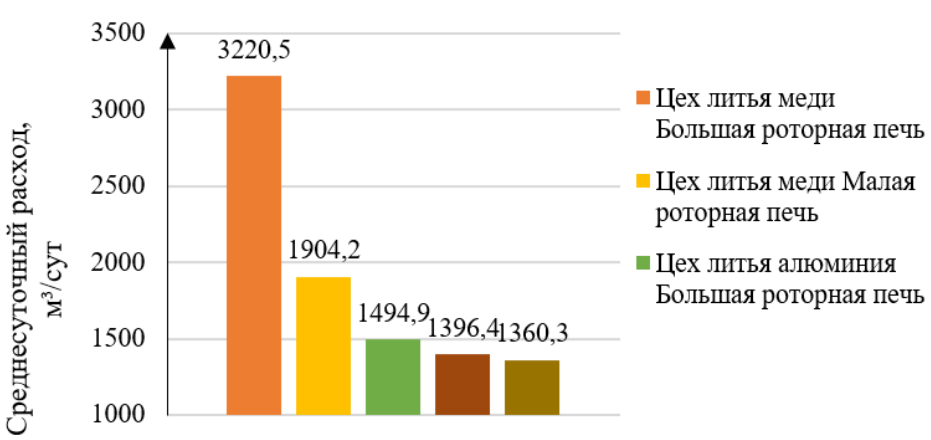


Рисунок 1 – Расходы топливного газа по печам

Температура плавления алюминия равна 665ºС, - меди 1085ºС. Температура уходящих газов на выходе из печей составляет для печей плавления алюминия примерно 700-750ºС, для печей плавления меди – 1100-1150 ºС. Выбор котла-

утилизатора обычно производится по температуре и расходу дымовых газов на входе в котел [1].

В работе рассчитаны расходы дымовых газов и выявлено, что расход уходящих газов с температурой 1100ºСс печи литья меди (большая роторная печь) составляет 1600 нм^3/ч с располагаемой энтальпией 653 кВт. Найти серийно выпускаемый отечественный паровой котел-утилизатор для предложенных условий не удалось, поэтому было предложено использовать в качестве котла-утилизатора для печей литья меди серийные паровые котлы, производительностью 1-2,5 т/ч. При этом в радиационную часть котла через горелочное отверстие подается поток дымовых газов и так как средняя температура дымовых газов в этом случае будет ниже, чем при сжигании газового топлива, требуется рассчитать фактическую теплопроизводительность парового котла в режиме утилизатора.

В работе был применен расчет паропроизводительности котла-утилизатора методом t, q-диаграмм [2]. Областью применения данной методики являются предпроектные технико-экономические расчеты, проводимые с целью определения достижимой паропроизводительности КУ с различными параметрами.

В расчете были приняты исходные параметры для котла Е-1,0-0,9: давление Р=0,8МПа; температура пара $t_п$=174,5 ºС; энтальпия пара h=2778,77 кДж/кг; температура дымовых газов на входе в котел $t_{д.г}$=1100 ºС; температура окружающей среды $t_{о.с}$=20 ºС. В результате расчета были получены следующие данные: температура дымовых газов на выходе из котла:$t_{д.г.вых}$=270 ºС; расход пара генерируемого в котле $g^i_п$=0,8т/ч; коэффициент полезного использования теплоты (КПИ) $\eta_Т$=0,79. Исходя из результатов расчета можно сделать вывод, что серийные паровые котлы, стоимость которых существенно ниже,могут быть применены как паровые котлы-утилизаторы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Котлы-утилизаторыи энерготехнологические агрегаты/ Под ред. Л.Н.Сидельковского. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 272с.

2. Расчет паропроизводительности котла-утилизатора методом t, q-диаграмм / И.В. Новоселов / Учебно-методическое пособие: Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2023. – 23с.

УДК 620

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОЧЕХЛОВ НА ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКЕ

Ф.М. Хафизов, А.М. Сулейманов, С.Д. Беликов
УГНТУ, г. Уфа

Использование термочехлов для изоляции запорной арматуры и другого технологического оборудования (например, теплообменных аппаратов) дает существенные технологические преимущества: снижаются потери теплоты, облегчается эксплуатация, становится более совершенен дизайн и т.д. Вместе с тем, в литературе разноречивы данные об эффективности применения термочехлов, снижение потерь теплоты обычно оценивается в 3-10 раз.

Для определения эффективности термочехлов было предложено установить стационарный тепловой режим между задвижкой Ду-80 и окружающей средой при разных значениях температуры теплоносителя внутри задвижки. Теплоизолирующий слой испытуемого термочехла выполнен из вспененного каучука, внешний и внутренний покрывные слои – из стеклоткани с силиконовым покрытием. Для опытов внутрь задвижки был помещен электрический нагревательный элемент, который нагревал воду. Для регулирования подводимой мощности использовался автотрансформатор ЛАТР. Для измерения мощности использовался цифровой ваттметр. Внутрь задвижки помещались также термодатчики для контроля за температурой воды, которые подключались к цифровому термометру ETI-2001. Поверхность со стороны фланцев изолировалось пенопластом толщиной снизу 10 см, а сверху 5 см. Температура воды для проведения опытов планировалась ориентировочно в диапазоне 40-80ºС, как типичные температуры теплоносителя в системах отопления.

Общий вид лабораторной установки показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид лабораторной установки

Нагреваемая вода передает теплоту теплоту окружающей среде. Если при постоянной мощности нагрева температура воды перестанет изменяться, то наступит стационарный режим. Цель опытов получить одинаковые температуры

теплоносителя в стационарном режиме для задвижки без термочехла и с термочехлом. Одинаковые значения температуры будут соответствовать разным значениям мощности.

В процессе проведения опытов было определено, что время выхода на стационарный температурный режим оказалась довольно значительным: задвижки без термочехла («голой» задвижки) составляет не менее семи часов, задвижки с термочехлом не менее 15 часов. Это связано с существенной массой самой задвижки и воды – примерно 21 кг - задвижки и приблизительно 2 кг – воды. Мощность нагрева находилась в диапазоне 35-150 Вт.

Всего было проведено порядка 20 опытов при разных значениях мощности нагревателя, температуры окружающей среды, без использования термочехла и с термочехлом.

На рисунке 2 представлены результаты проведенных опытов и получены зависимости температуры от мощности нагревателя без использования и с использованием термочехла.

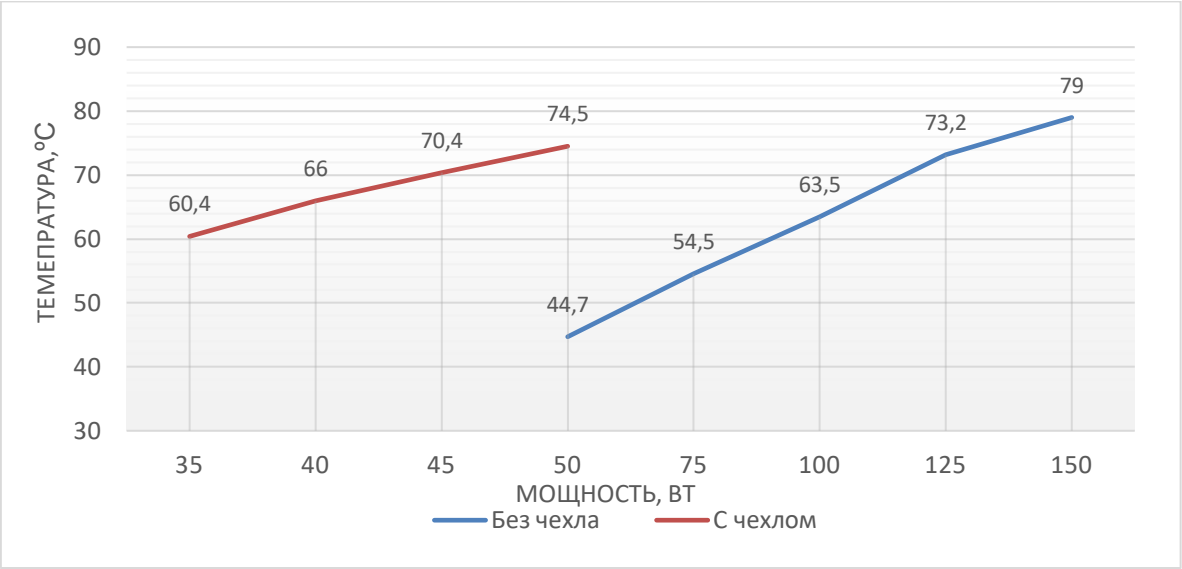


Рисунок 2 – Зависимости температуры воды от мощности нагревателя без использования и с использованием термочехла

Для определения эффективности термочехла проводилось деление потерь теплоты от «голой» задвижки к потерям теплоты от задвижки с термочехлом при одинаковой температуре воды. Например, для температуры воды внутри задвижки 60ºС мощность тепловых потерь от «голой» задвижки равна 90 Вт, а от задвижки с термочехлом – 35 Вт. Тогда эффективность термочехла в снижении потерь составит 90/35=2,6 раза.

Средняя эффективность термочехлов в снижении потерь теплоты в данном диапазоне температур составила 2,65. Срок окупаемости термочехлов составил примерно 3 года.

Авторы приносят благодарность ООО «ДМС» (г. Рязань) за предоставленные для экспериментов термочехлы.

УДК 697.9

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ ХОС ПОДАВАЕМОЙ В СИСТЕМУ ППД

Е.А. Хайруллин
УГНТУ, г. Уфа

В соответствии с ИТС 28-2021 «Добыча нефти к наилучшим доступным технологиям относится утилизация хлорорганических соединений (ХОС) на промыслах.

В нефтедобывающей компании ООО «РН-Юганскнефтегаз», которая является крупнейшим дочерним обществом ПАО «НК Роснефть», для очистки воды от ХОС используются канализационные очистные сооружения (КОС). Очищенная вода с КОС попадает в систему поддержания пластового давления (ППД). В процессе эксплуатации установлено, что при действующей системе очистки сточных вод остается определенная часть ХОС, которая, в свою очередь, может привести к ухудшению качества добываемой нефти.

В работе произведен анализ проблемы очистки ХОС в сточных водах. Сточные воды от потребителя поступают в канализационную насосную станцию (КНС), откуда погружными насосами вода поступает в блок механической очистки от крупных примесей. Затем вода попадает в усреднитель, где происходит ее перемешивание. После усредненная вода поступает в блок биологической очистки сточных вод. После полной очистки, воду обеззараживают в установке ультрафиолетового обеззараживания. Далее, очищенная сточная вода подается в систему ППД для закачивания в пласт.

Анализ качества воды показал, что при действующей очистке, в сточной воде остается ХОС превышающий норму в 3 ppm, что приводит к уменьшению добычи нефти, так как одна чайная ложка ХОС, может испортить 1 тонну нефти.

Цель работы заключается в практически полном исключении ХОС в сточных водах.

В стандартной схеме КОС предусмотрена механическая, биологическая очистка и обеззараживание.

Но при наличии вышеупомянутых составляющих решить проблему полностью не удается. Решением задачи будет установка сорбционного фильтра, которые предназначены для удаления ХОС из воды.

Измененная схема КОС представлена на рисунке 1.

Предлагается сорбционный фильтр установить на КОС сразу после ультрафиолетового обеззараживания, то есть, после всех ступеней очистки. Это сразу скроет недостаток, при котором необходимо дополнительно устанавливать механический фильтр.

Реализация проекта может показать свою эффективность, если такие фильтры установить на всех КОС, которые в данный момент эксплуатируются в ООО «РН-Юганскнефтегаз». Это позволит увеличить добычу нефти необходимого качества, а также снизить затраты на очистку нефтяных скважин.

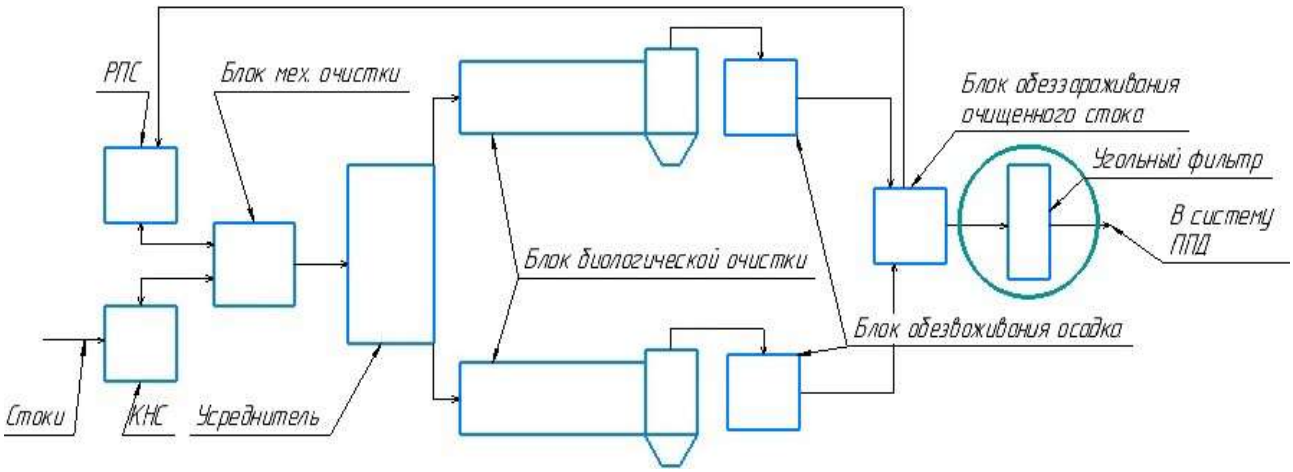


Рисунок 1 – Схема канализационных очистных сооружений (КОС)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 28-2021 "Добыча нефти"

УДК 621.51

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ СЖАТЫХ ГАЗОВ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Д.Д. Харисов, Е.А. Исадыков, Б.А. Сахибгараев, А.Ю. Трофимов
БашГАУ, УГНТУ, Уфа

В настоящее время применение сжатого воздуха в качестве энергоносителя приобрело широкие масштабы. Сжатый воздух применяется не только в черной и цветной металлургии, в литейных и кузнечных цехах, но и в горном деле, в нефтяной промышленности, в строительстве, в энергетике, химической, пищевой и холодильной промышленности и т.д. [2-5].

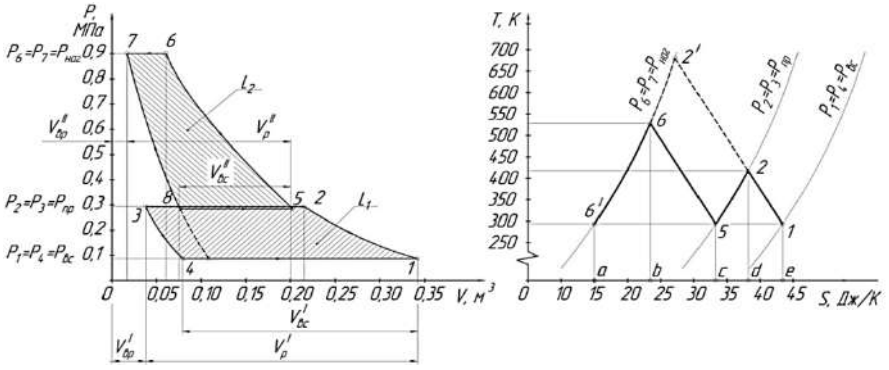
Источниками сжатого воздуха являются отдельные компрессорные установки и целые станции. В России эксплуатируется свыше 1000 различных типоразмеров компрессоров производительностью от 0,02 до 27000 м^3/мин, давлением нагнетания до 250 МПа и мощностью от 0,1 до 40000 кВт. Мощность эксплуатируемого в нашей стране электропривода только стационарных компрессоров составляет около 10 % всей вырабатываемой электроэнергии [1].

В процессе сжатия воздух нагревается, поэтому его охлаждают перед подачей к потребителю. Это снижает потребление энергии компрессорной установки, а также позволяет выполнить технологические требования по температуре используемого воздуха после компрессорной станции [2-3].

Больше всего теплоты потенциально может отводиться от компрессорных машин поршневого, центробежного и винтового типов.

Оценку отводимого количества теплоты выполним с помощью термодинамического расчета компрессора со следующими характеристиками: производительность – 100 м^3/мин; давление на всасывании и нагнетании – 0,1и 0,9 МПа; частота вращения вала – 500 мин$^{-1}$; число ступеней сжатия – 2; число цилиндров I и II ступеней – 2. Характеристики соответствуют воздушному поршневому компрессору типа 4М10-100/8.

На рисунке 1представлены расчетные диаграммы цикла компрессора в P-V и T-S координатах. В таблице 1 представлены результаты термодинамического расчета.



L_1 и L_2 – работы, затраченные на сжатие воздуха в I и II ступенях компрессора;
$V_{вс}^{/}$ и $V_{вс}^{//}$– всасываемые объемы воздуха в I и II ступенях компрессора;$V_р^{/}$ и $V_р^{//}$– рабочие объемы I и II ступенях компрессора; $V_{вр}^{/}$ и $V_{вр}^{//}$– вредные объемы I и II ступенях компрессора

Рисунок 1– Индикаторная диаграмма поршневого компрессора в P-V и T-S координатах

Расчеты показывают, что в первой ступени компрессора при сжатии воздуха от давления 0,09 МПа до давления 0,294 МПа его температура возрастает от 298 К до 422 К. Количество теплоты, при этом сообщаемое воздуху в процессе политропного сжатия 1-2 составляет 3,22 кДж/цикл. Во второй ступени компрессора давление воздуха повышается от 0,290 МПа до 0,9 МПа, а температура при этом увеличивается на 232 К и достигает 530 К (257 ºС).

Таблица 1 – Результаты расчета параметров цикла компрессора

Характеристики процессов		L, кДж/цикл	Q, кДж/цикл	ΔU, кДж/цикл	ΔH, кДж/цикл	ΔS, кДж/К·цикл
Процессы	1-2	-12,83	-3,22	16,07	22,55	-0,01
	2-3	-31,37	-	-	-	-
	3-4	1,37	0,69	-0,69	-0,97	0,006
	4-1	25,23	-	-	-	-
	5-6	-14,25	-6,70	33,42	46,90	-0,021
	6-7	-34,85	-	-	-	-
	7-8	1,52	1,44	-1,44	-2,02	0,013
	8-5	28,03	-	-	-	-

Количество теплоты, сообщаемое воздуху во второй ступени в процессе политропного сжатия 5-6 оказывается выше, и составляет 6,7 кДж/цикл. Знак «минус» указывает на совершении работы над газом.

Учитывая, что часть теплоты подведенной к воздуху теряется на нагрев стенок цилиндров, а именно в процессах 3-4 и 7-8 в количестве 0,69 кДж/цикл и 1,44 кДж/цикл, соответственно, то теплота, уносимая сжатым воздухом после первой ступени, составит 2,53 кДж/цикл, а после второй 5,26 кДж/цикл.

Рассматриваемый нами поршневой компрессор двойного действия, и имеет по два цилиндра первой и второй ступеней. Тогда количество теплоты, сообщаемое воздуху в ступенях компрессора, станет в четыре раза больше, и составит 10,12 кДж/цикл и 21,04 кДж/цикл.

При частоте вращения вала компрессора n=500 мин$^{-1}$ поршни совершают 500/60=8,33 циклов за секунду (с$^{-1}$). Умножив количество циклов за секунду на значения количества теплоты, получим: 10,12х8,33=84,30 кДж/с или 84,30 кВт – тепловая мощность первой ступени; 21,04х8,33=175,26 кДж/с или 175,26 кВт – тепловая мощность второй ступени.

Суммарное значение составит 259,56 кВт тепловой мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аипов, Р.С Энергосбережение // Аипов Р.С., Акчурин С.В. Электронный ресурс: учебное пособие / Уфа, 2019.

2. Габдрафиков Ф.З. Техническая термодинамика и основы теории теплообмена // электронный ресурс / Уфа, 2022.

3. Габдрафиков Ф.З. Теплотехника. Практикум // Габдрафиков Ф.З., Абраров М.А. учебное пособие / Уфа, 2020.

4. Гайсин, Э.М. Использование "бросового" тепла технологических установок на теплоснабжение // Гайсин Э.М., Харисов Д.Д. В сборнике: Наука молодых – инновационному развитию АПК. Мат-лы XI Нац. науч.-практ. конф., Башкирский ГАУ, 2018. С. 34-38.

5. Махмутов, Р.Р Использование бросовой теплоты малых энергетических установок // Махмутов Р.Р., Харисов Д.Д. В сборнике: Актуальные проблемы энергообеспечения предприятий. Мат-лы IV Всеросс. научно-практ. конф. в рамках РЭФ. Башкирский ГАУ, 2020. С.

УДК 536.2

СОХРАНЕНИЕ СВОЙСТВ ППУ ИЗОЛЯЦИИ ВО ВРЕМЯ ХРАНЕНИЯ И МОНТАЖА ПРИ ПРОКЛАДКЕ НЕФТЕПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Я.А. Черепанов, Р.А. Молчанова
УГНТУ, г. Уфа

В Западной Сибири находится большая часть обнаруженных запасов углеводородов России. Актуальной задачей в настоящее время является прокладка нефтепроводов на севере России. Северные регионы сталкиваются с особыми ограничениями при строительстве систем трубопроводного транспорта из-за экстремальных климатических условий. В нашем случае это растепление грунта, при подземной прокладке трубопровода, приводящее к последующему морозному пучению грунта.

Сохранение изоляционных свойств пенополиуретана имеет первостепенное значение при прокладке нефтепровода в вечномерзлых грунтах. Утеплитель необходимо правильно транспортировать и производить монтаж не нарушая целостности пенополиуретана.

Многолетнемёрзлые грунты, содержащие пластины вечной мерзлоты, легко разрушают теплоизоляцию трубопровода, монтаж часто затрудняется возникновением и развитием геокриологических процессов, в том числе морозным пучением грунтов и термокарстом. Влияние геокриологических процессов на трубопровод проявляется при активизации наиболее вероятных негативных геокриологических процессов (термокарста и морозного пучения) в ответ на деградацию вечной мерзлоты и глобальное потепление, а также при изменении распределения мерзлых грунтов вдоль южной границы и увеличение глубины сезонного оттаивания вечной мерзлоты. На основе развития этой темы создана глобальная инициатива по расширению спектра технических решений, необходимых для безопасной эксплуатации трубопроводов в мерзлых грунтах.

На рисунке 1 представлены виды предизолированных труб в ППУ изоляции, используемые для нефтепроводов.



Рисунок 1 – Трубы в ППУ изоляции с разными защитными оболочками

В случае ухудшения свойств ППУ изоляции происходит выделение теплоты и растепление грунта, что может вызвать потерю устойчивости трубопровода, его смещение от оси или всплытие.

Изоляцию можно сохранить, используя дополнительную защитную полиэтиленовую оболочку, что я считаю достаточной защитой от внешнего воздействия. Пенополиуретановая изоляция используется для защиты труб от ненормативного пропуска тепловой энергии. Способность пенополиуретана впитывать воду обусловливает необходимость этой формы защиты. Быстрое ржавление стали — обычная реакция на влажный теплоизоляционный слой, которая также ослабляет ее основные свойства и приводит к снижению коррозионной стойкости. Тонкостенные полиэтиленовые трубы обеспечивают теплоизоляционную защиту от дефектов, которые могут возникнуть при монтаже системы, помимо других факторов. Для предотвращения повреждения изоляции при транспортировке и монтаже при изготовлении труб с изоляцией ППУ при изготовлении элементов трубопроводов наносят защитное покрытие. Центраторы, прикрепленные к основной трубе, используются для натягивания полиэтиленовой оболочки на пенополиуретан, после этого в пустоту заливается смесь полиола и изоцианата.

Полиэтиленовые оболочки имеют множество преимуществ, которые рекомендуют их использование для защиты пенополиуретонавой изоляции:

- они лёгкие;
- без последствий выдерживают удары и тряску при перевозке, складировании или во время монтажа;
- устойчивы к действию кислот, щелочей и масел;
- долговечные;
- их можно укладывать в любых атмосферных условиях, даже при очень низких температурах.

Единственным недостатком полиэтиленовой оболочки является восприимчивость к воздействию ультрафиолета, но мы рассматриваем подземную прокладку. Поэтому для нашего варианта такая защита отлично подходит.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Миллер В.В. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабельная арматура к ним. Технология сшивки, производство и контроль качества поставляемой продукции. Реконструкция и строительство кабельных сетей в городских условиях. - XIX-е заседание Ассоциации электроснабжения городов России «ПРОГРЕССЭЛЕКТРО», тез. докл., Ханты-Мансийск, 2013.
2. Соколов С.М. Теоретические основы новых методов сооружения нефтепромысловых трубопроводов в условиях Западной Сибири: автореферат дис. д-ра техн. наук: 25.00.19. Тюмень, 2009. 38 с

УДК 697.11

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЛЩИНЫ CLT ПАНЕЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

Н.К. Шампоров, О.В. Смородова
УГНТУ, г. Уфа

Вопрос энергоэффективности в наше время стоит достаточно остро. На удаленных месторождениях нефти и газа здания и сооружения испытывают воздействие экстремальных отрицательных температур наружного воздуха, что вызывает необходимость использования теплозащитных конструкций высокой эффективности.

В работе произведено сравнение CLT панелей различной толщины при температурах воздуха наиболее холодной пятидневки от 0 до -30°С. Температуру внутри помещений принимаем равно 20°С. Нормируемое значение коэффициента теплоотдачи от внутреннего воздуха к ограждающей конструкции, а также от ограждающей конструкции к наружному воздуху принимаем равными 8,7 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$ и 23$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$. Теплопроводность CLT панелей равна 0,13 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot{}^\circ\text{С}}$.

Определяется величина требуемого термического сопротивления по санитарно-гигиеническим требованиям по формуле:

$$R_0^{\text{тр}} = \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{\Delta t^{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{в}}} \cdot n, \qquad (1)$$

где $\Delta t^{\text{н}}$ – нормативный температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающий конструкции, °С, в данном случае принимается равным 4°С.

n – коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающей конструкции по отношению к наружному воздуху, в данном случае принимается равным 1.

$t_{\text{н}}$ – температура наружного воздуха, °С.

Термическое сопротивление CLT панелей вычисляется по формуле:

$$R_0 = \frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \sum_{i=1}^{n} \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_{\text{н}}}, \qquad (2)$$

где $\alpha_{\text{в}}$ – нормируемое значение коэффициента теплоотдачи от внутреннего воздуха к ограждающей конструкции, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$

$\alpha_{\text{н}}$ – нормируемое значение коэффициента теплоотдачи от ограждающей конструкции к наружному воздуху, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot\text{К}}$

δ_i – толщина отдельного слоя ограждающей конструкции, м

λ_i – теплопроводность отдельного слоя ограждающей конструкции, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot{}^\circ\text{С}}$.

Далее находится количество теплоты, проходящей через 1 м^2 ограждающей конструкции по формуле:

$$\text{Q} = \frac{1}{R_0} \cdot (t_{\text{в}} - t_{\text{н}}), \qquad (3)$$

По результатам расчетов строится график, по которому можно определить необходимую толщину CLT панелей при различных температурах наружного воздуха. Оптимальные потери можно определить путем подстановки требуемого термического сопротивления в формулу (3), а температуру наружного воздуха необходимо использовать ту же, что и при вычислении требуемого термического сопротивления. График показан на рисунке 1.

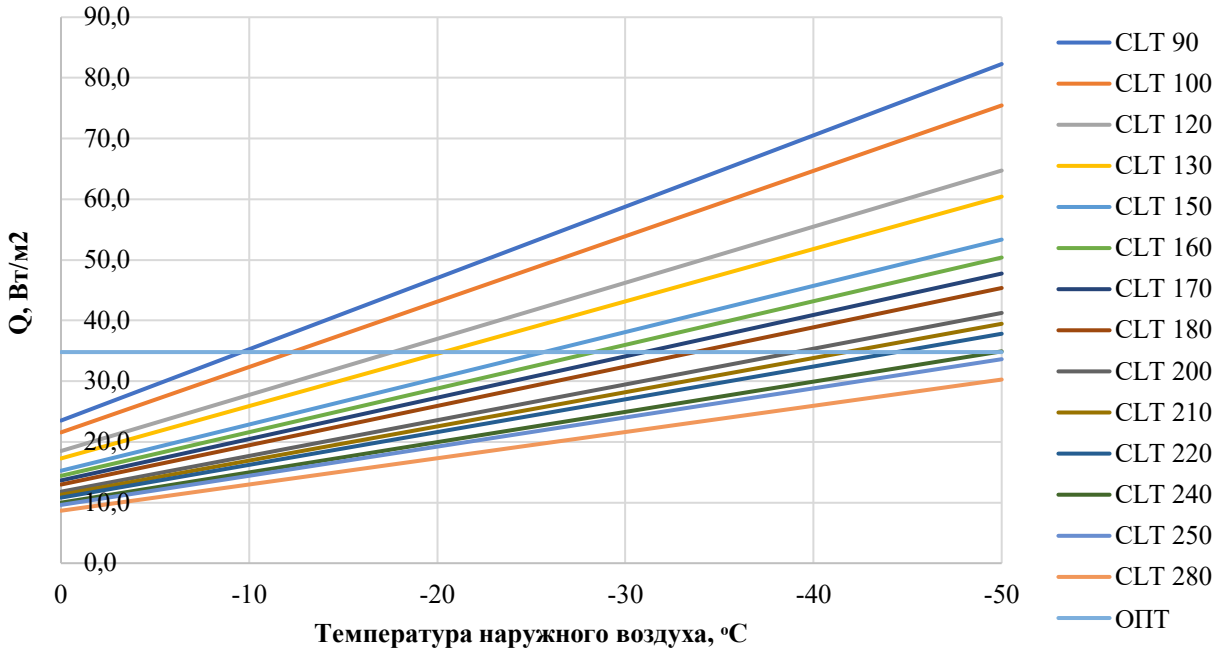


Рисунок 1 – График определения допустимой толщины CLT панелей при различных температурах наружного воздуха.

Потери теплоты через 1 м^2 ограждающей конструкции, которые находятся ниже линии $Q_{опт}$, являются допустимыми, а значит, мы может использовать CLT панели в качестве ограждающей конструкции при нужной температуре наружного воздуха. Например, по графику видно, что при температуре -50°С подходят только CLT панели с толщиной 250 мм и 280 мм.

Также была выведена формула для определения минимальной толщины изоляции CLT панелей при необходимой температуре наружного воздуха:

$$\delta_{CLT} = 0{,}13 \cdot \left(\frac{t_в - t_н}{\Delta t^н \cdot \alpha_в} - \frac{1}{\alpha_в} - \frac{1}{\alpha_н} \right). \quad (4)$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федосеева Е. А., Бурдыгина Е. В. Проектирование системы водяного отопления [Текст] / Федосеева Е. А., Бурдыгина Е. В. — Уфа: УГНТУ, 2018 — 134 с.
2. СП 131.13330.2010 Строительная климатология.
3. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий.

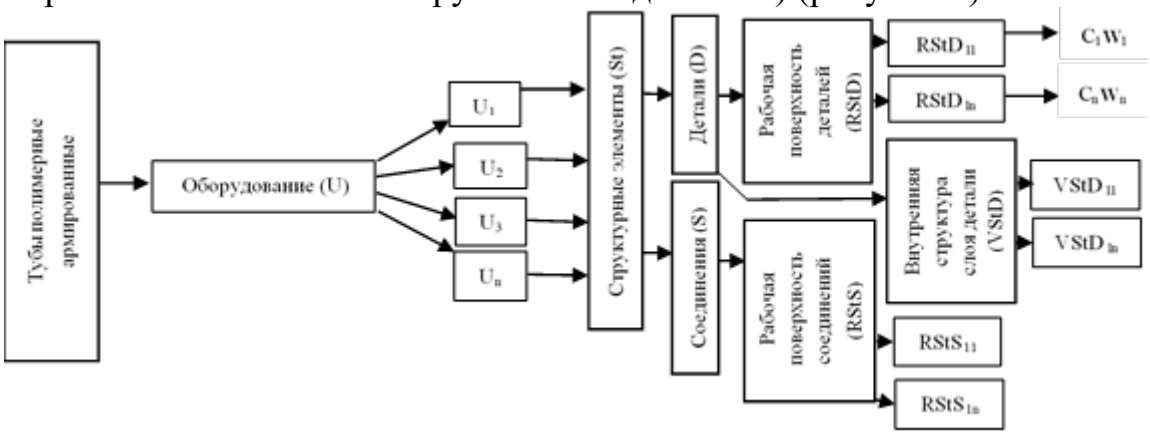
УДК 658.562.012.7

УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ЧЕРЕЗ СИСТЕМУ КРИТЕРИЕВ

П.С. Щербань, АО ВНИИСТ, г. Москва

Обеспечение передового уровня трубопроводного транспорта в Российской Федерации является важным аспектом государственной технической политики. Одним из существенных элементов, позволяющих расширить спектр применения неметаллических трубопроводов, в частности, полимерных армированных трубопроводов должна стать специализированная система управления их качеством [1]. Данная система находится в глубокой интеграции с создающейся и обновляемой нормативной документацией. При этом ключевым элементом управления качеством, в частности полимерных армированных труб, должны стать соответствующие критерии.

Критерии качества представляют собой нормы на показатели потребительских свойств в исходном состоянии и при внешних воздействиях на разных стадиях жизненного цикла в течении заданного времени. Критерии качества являются измеряемыми величинами и регламентируются соответствующими требованиями нормативной документации к единым неделимым элементам, либо их отдельным поверхностям или сопряжениям (в данном случае к трубе в целом, слою при многослойном типе трубы и к соединению) (рисунок 1).



RStD1n – нормативное требование, регламентированное стандартом, по одному из критериев рабочей поверхности одного из типов неметаллических труб; VStD1n – нормативное требование, регламентированное стандартом, по одному из критериев внутренней структуры слоя трубы одного из типов неметаллических труб; RStS1n – нормативное требование, регламентированное стандартом, по одному из критериев рабочей поверхности соединений одного из типов неметаллических труб; Cn – критерий качества;
wn – «вес критерия» (риск не исполнения)

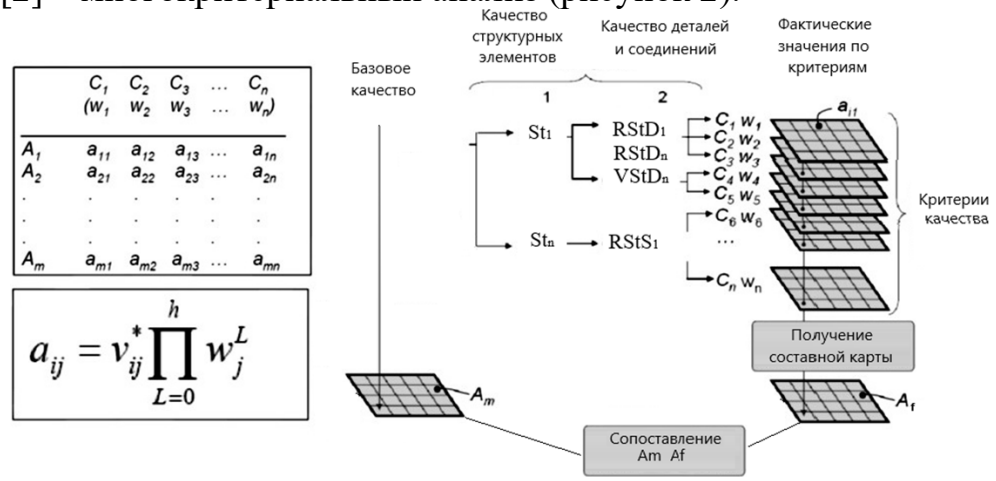
Рисунок 1 - Концепция установления критериев качества полимерных армированных труб

Спецификация критериев идет через систему нормативно-технической документации. Однако, в настоящее время соответствующие стандарты находятся в разработке, что тормозит процесс распространения и использования полимерных армированных трубопроводов. Стоит отметить, что в программе по внесению изменений и разработке новых нормативных правовых актов и документов по стандартизации и применению неметаллических труб (полимерных, стеклопластиковых, полимерно-армированных) в нефтегазовой отрасли, которая была

принята Минпромторгом и Минэнерго в 2021 г. - к разработке заявлены далеко не все необходимые стандарты по нормативному обеспечению неметаллических труб и их диагностике. Это является существенным упущением.

Вместе с тем, наряду с необходимостью более широкой работы в части создания нормативных требований по неметаллическим трубам: по методам их диагностики, оценки технического состояния, регламентации процессов проектирования, сооружения и эксплуатации, остается открытым к разработке - вопрос контроля и управления.

Управление качеством трубопроводов из полимерных армированных труб может осуществляться через процедуру оценки соответствия текущих значений критериев качества труб их исходным требованиям. Поскольку для подобных сложных систем используется сразу комплекс критериев, возникает проблема решения многокритериальной задачи. В качестве одного из подходов по ее решению может быть использован, например, MCDA (Multiple-criteria decision analysis) [2] – многокритериальный анализ (рисунок 2).



$$a_{ij} = v_{ij}^{*} \prod_{L=0}^{h} w_j^L$$

C – критерий; w – вес критерия; A - нормативная величина для данного типа; m –число нормируемых рядов; n – число критериев

Рисунок 2 -Управление качеством полимерных армированных труб на основе процедуры многокритериального анализа соответствия фактических показателей критериев качества нормативным требованиям

Предложенный MCDA подход (равно как и любой другой альтернативный) требует формализации, детализации и использования как способа управления качеством эксплуатации трубопроводов из полимерных армированных труб. При этом развитие данной методики и создание широкой платформы нормативной документации по диагностике неметаллических труб должно быть взаимоувязано.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Потапов, Б. В. Подход к перспективным исследованиям в области технического диагностирования нефтегазопромысловых трубопроводов из армированных полимерных труб / Б. В. Потапов, С. В. Марченко, А. Б. Потапов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 1(83). – С. 19-26. – EDN REZLBF.

2. Pereira J. L. J. et al. A review of multi-objective optimization: methods and algorithms in mechanical engineering problems //Archives of Computational Methods in Engineering. – 2021. – С. 1-24.

УДК 628.171

ЭФФЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

М.Р. Юсупова
УГНТУ, г. Уфа

Теплоснабжение является важной составляющей инфраструктуры производственных объектов. Эффективность системы теплоснабжения напрямую влияет на комфорт и безопасность работы, а также на экономическую состоятельность предприятия.

Рассматривается эффективность системы теплоснабжения производственной базы треста «Сургутремстрой». Источником теплоснабжения является паровая котельная, производительностью 13 т/ч с параметрами пара 1,3 МПа и температурой 225°С. Установлено два паровых котлаДЕ-6,5-14, сетевые теплообменные аппараты, сетевые и подпиточные насосы, и другое вспомогательное оборудование. Вид топлива – природный газ. Она снабжает паром асфальтобетонный завод, теплоснабжение производственной площадки осуществляется сетевой водой по температурному графику 95/70. Горячее водоснабжение осуществляется от электронагревателей, установленных у потребителей.

Рассчитаны тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и технологию на температуру (-42) °С. Суммарная тепловая нагрузка на систему теплоснабжения составляет 5МВт, на технологию 0,6МВт. Рассчитана нагрузка на горячее водоснабжение, которая составляет 0,33МВт. Расчет тепловых потерь через изоляцию водяных тепловых сетей показал, что они составляют 0,28 МВт, что в свою очередь составляет 6 % от тепловой нагрузки. Процент загрузки котельной в отопительный период составляет в среднем 55%, в неотопительный 16 %. Анализ режимных карт котлов показал, что котельная работает с низким КПД, что приводит к перерасходу топлива.

Рассматриваются три варианта повышения эффективности работы котельной, которые приведут к снижению расхода топлива:

1) проектирование двух блочно-модульные котельных, одна из которых паровая (для технологических нужд), а вторая - водогрейная (для системы теплоснабжения);

2) те же две раздельные котельные, но с внедрением ГВС по двухтрубной системе теплоснабжения;

3) та же реконструкция с внедрением ГВС, но четырехтрубная система теплоснабжения.

Проведен гидравлический расчет всех трех вариантов реконструкции. Длина системы теплоснабжения от проектируемой блочно-модульной водогрейной котельной около 5км, а системы ГВС около 2 км. Подобраны трубопроводы для системы ГВС.

Суммарная подключенная тепловая нагрузка к проектируемой блочно-модульной водогрейной котельной составляет 5,32 МВт с учетом ГВС. К установке принимаем два водогрейных котлаRSD6000, единичной мощностью 6 МВт. По-

добраны сетевые, подпиточные, рециркуляционные насосы и другое вспомогательное оборудование. Для паровой блочно-модульной котельной также подобрано оборудование. Максимальная паровая нагрузка на технологию составляет 0,7 т/ч. К установке приняты два паровых котла Е-1,0-0,9Г, производительностью 1 т/ч.

Результаты технико-экономического обоснования трех разработанных вариантов реконструкции приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты технико-экономического обоснования

Наименование	Параметр			
	Текущее положение	Результат после проведения реконструкции		
		1-ый вариант	2-ой вариант	3-ий вариант
Капитальные затраты, руб.	0,00	63932519,97	65083031,15	66134607,66
Текущие затраты, руб., в т.ч.:	20012752,40	13935850,51	12152319,06	12245017,41
- на топливо	6291105,65	5859051,28	6835333,86	6835333,86
- на э/э	9233646,75	7476799,23	4716985,20	4809683,55
-на заработную плату	4488000,00	600000,00	600000,00	600000,00
Себестоимость вырабатываемой теплоты, р./ГДж (р./Гкал)	278,11	193,67	168,88	170,00
Экономический эффект, руб.	0,00	6076116,63	7859950,49	7779357,76
Срок окупаемости, лет	0,00	10,50	8,30	8,50

Самым выгодным вариантом является установка двух котельных паровой и водогрейной и внедрение ГВС по 2-х трубной схеме теплоснабжения. Себестоимость выработки тепловой энергии составляет 168,8 р./ГДж. Срок окупаемости немного более 8 лет.

Таким образом, произведен анализ эффективности работы системы теплоснабжения производственной площадки и подобрано оптимальное решение для ее рациональной работы. Управление энергоэффективностью в современных экономических условиях актуальное направление для промышленных предприятий.

УДК 66.066.3

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ КАЧЕСТВА

В.С. Бутырин, А.М. Куликов, Д.А. Черенцов, Т.Г. Пономарева
ТИУ, г. Тюмень

На территории нашей большой страны существует множество предприятий по добычи и подготовке углеводородов. В процессе добычи при неизбежных изменениях показателей разработки (дебит, пластовое давление, состав добываемой продукции и пр.). Аппараты для разделения газовой и жидкой фаз, работают менее эффективно. Снижение эффективности работы аппаратов разделения фаз, сопровождается увеличением уноса жидкой фазы с газообразной и может достигать 30—40% от общего объема. В результате уноса происходит потеря легких фракций углеводородов что увеличивает вязкость транспортируемого продукта. В результате происходит увеличение энергозатрат на транспортировку. Согласно исследованиям З.Дж. Кулиев «Определение потерь при транспортировке нефти по нефтепроводу» [1] подтвердили, что качество нефти напрямую влияет на потери при транспортировке. Так же стоит обратить внимание на исследование «Улучшение текучести нефти с применением комбинационного способа понижения вязкости» [2]. Согласно результату данного исследования, понижение вязкости улучшает текучесть нефти и снижает энергозатраты. Что доказывает необходимость применения комплексного подхода существующих и новаторских мер в области улучшения качества подготовки продукта с целью повышения энергоэффективности транспортировки.

В работе представлено обоснование эффективности применения вихревых камер (ВК) для снижения уносов жидкой фазы с газообразной, представлены зависимости и методики для определения конструктивных особенностей ВК. Однако на данный момент не существует комплекса уравнений, позволяющих точно смоделировать процесс уноса жидкой фазы с газообразной. Разработка модели вихревой камеры в ANSYS FLUENT, позволит оценивается устойчивость полученного решения и сравниваются результаты моделирования с результатами натурных экспериментов.

Объектом исследования является ВК (рисунок 1). Процесс дегазации насыщенной жидкости в ВК связан не только с кинетикой самого процесса, но и с геометрическими характеристиками камеры. Вихревое движение газонасыщенной жидкости формирует поле центробежных сил, в котором компоненты отделяются.

ВК способна создавать потоки с большой степенью крутки, большими скоростями и ускорениями, как в нижней части камеры, заполненной жидкостью, так и в верхней, где находится газовая фаза. Моделирование работы вихревой камеры в ANSYS FLUENT.

Для поступающей в вихревую камеру многофазной жидкости граница разделения фаз и граница свободной поверхности может быть определена с помощью метода объема жидкости (Volumeoffluid - VOF). Для оценки устойчивости результатов моделирования в ANSYS FLUENT проведен анализ значений уноса

жидкой фазы с потоком газообразной фазы при различных размерах сеточной модели для моделей турбулентности типа k – ε (рассматриваются: стандартная k – ε, RNG k – ε, реальная k – ε. Анализ изменения уноса показал, что модели: стандартная k – ε и RNG.

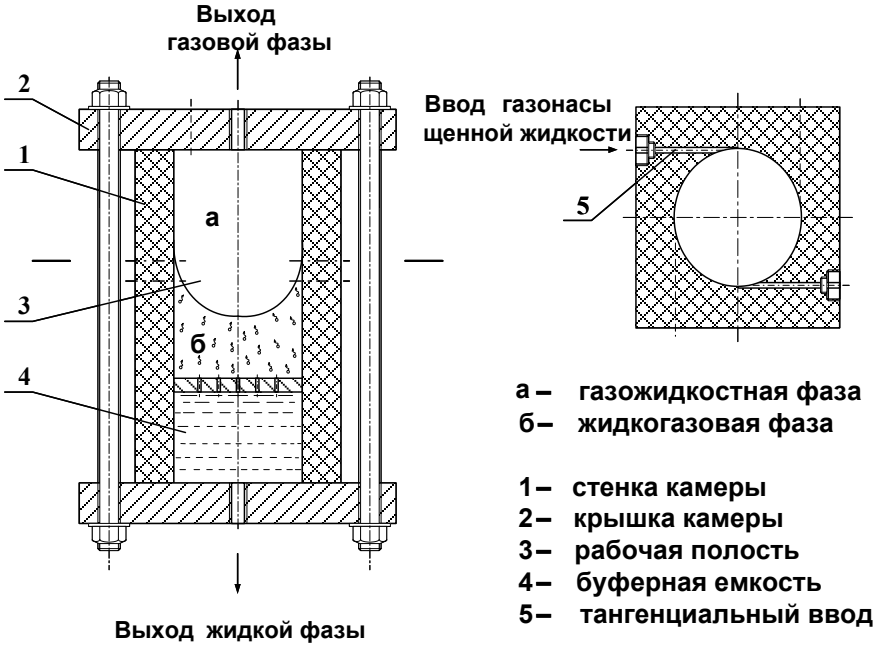


Рисунок 1 – Вихревая камера

Значения построенной сеточной модели при методах Sweep и Tetrahedrons значительно отличаются. Средние значения сеточной модели, построенной методом Tetrahedrons, соответствует «очень хорошему» качеству. Значения сеточной модели, построенной методом Sweep, имеют значения: Skewness – 0.45, Orthogonalquality – 0.69, что соответствует «хорошему» качеству сеточной модели. Поскольку оба показателя качества сетчатой модели входят в допустимый диапазон.

Для оценки достоверности полученных результатов моделирования в ANSYS FLUENT произведено сравнение значений уноса жидкой фазы с потоком газообразной фазы с результатами натурных экспериментов. В роли мультифазного потока в натурных экспериментах применялась смесь воды и углекислого газа, получены значения уносов с допустимой погрешностью менее 8% только при применении метода построения сетки Tetrahedrons. На рисунке 2 – отображено сравнение результатов натурных экспериментов с результатами моделирования. Полученный метод построения цифровой модели позволят проектным организациям на стадии разработки проекта с высокой точностью, подбирать наиболее эффективные ВК для повышения качества углеводородов и сохранения легких фракций нефти, тем самым снижая энергозатраты на транспортировку нефти.

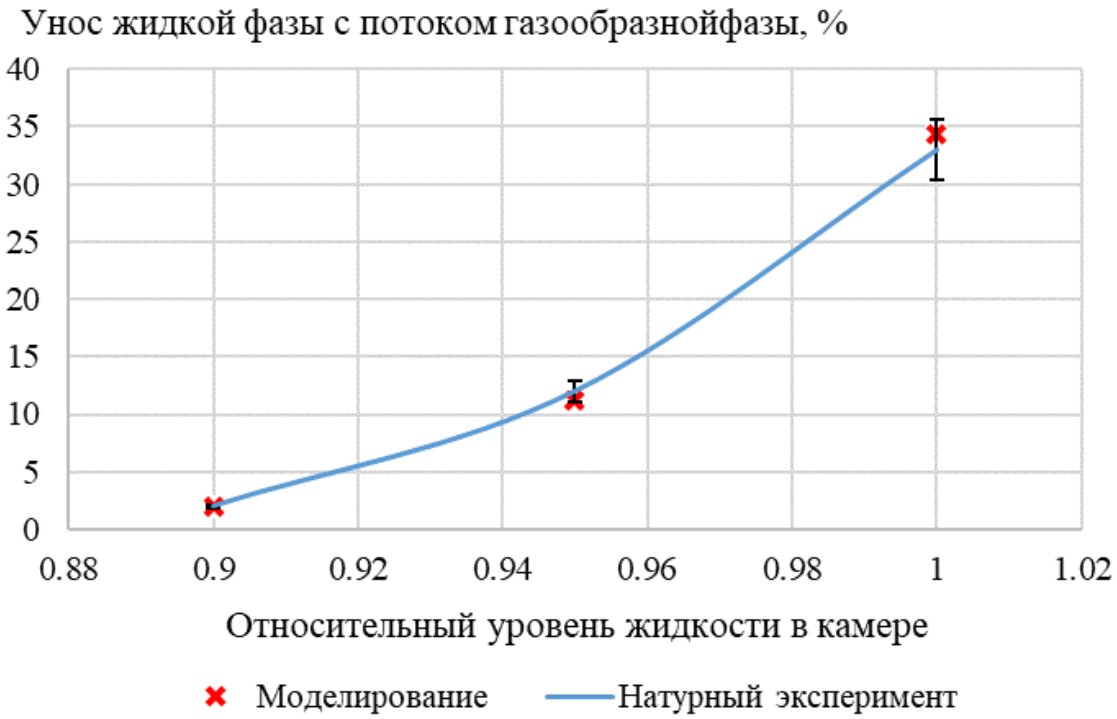


Рисунок 2 – Сравнение результатов натурных экспериментов и моделирования

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. З. Дж. Кулиев. Определение потерь при транспортировке нефти по нефтепроводу.С.51-54. [Электронный ресурс]. URL: https://proceedings.socar.az/uploads/pdf/11/51-54_Kuliev.pdf

2. Сатторов М.О., Ямалетдинова А.А., Бакиева Ш.К. Улучшение текучести нефти с приминением комбнационного способа понидения вязкости №11 (80), 2020. [Электронный ресурс]. URL: https://7universum.com/pdf/tech/11(80)%20[15.11.2020]/Sattorov.pdf

СЕКЦИЯ
«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»

УДК 620.179.16:622.692

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УЛЬТРАЗВУКОВОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Азылгареева, Р.И. Валиахметов
УГНТУ, г. Уфа

На последних стадиях разработки месторождений углеводородов добываемая продукция характеризуется высоким содержанием воды, вследствие чего при эксплуатации промысловых трубопроводов возникают высокие риски возникновения осложнений. Низкие скорости потока, изменение термобарических условий, разность в плотностях приводят к расслаиванию потока на фазы, что приводит к образованию застойных зон по трассе трубопровода. Образовавшиеся водные скопления не только уменьшают проходное сечение трубы, что способствует повышенным потерям на трение, но и являются причиной развития и интенсификации внутренней коррозии [1].

Мониторинг состояния промысловых трубопроводов посредством ревизии обладает крайне важным значением в поддержании надежности трубопроводов, ввиду высокой коррозионной активности промысловой продукции в условиях, когда проведение внутритрубной диагностики в большинстве случаев невозможно из-за большой протяженности, отсутствия внутритрубных дефектоскопов для труб малых диаметров и отсутствия камер пуска-приема средств очистки и диагностики.

Для повышения качества ревизии и оценки технического состояния промысловых трубопроводов с целью локализации потенциально опасных участков активно применяется гидравлическое моделирование режима работы трубопровода, что позволяет выявить потенциальные участки водных скоплений для дальнейшего диагностирования, в частности для моделирования применяется программный комплекс OLGA.

Для моделирования и расчета была взята схема нефтесборной сети одного из месторождений, состоящая из 20 участков диаметрами от 59 до 273 мм (рисунок 1). Данные по режиму перекачки соответствуют фактическому режиму работы на июнь 2022 года. Согласно результатам расчета, режим течения жидкости в системе нефтесбора – расслоенный. Скорости течения жидкости по системе нефтесбора составляют 0,2 – 2,6 м/с.

Результаты расчета показали, что на участках «К-1 – уз.26», «К-4 – уз.24», «уз.24 – уз.26», «К-5бис – уз.48», «К-5 – уз.48», «уз.48 – уз.29», «уз.31 – уз.7», «уз.33 – уз.31» превышает 50 % сечения трубопровода.

Согласно полученным результатам расчета, водные скопления занимают от 50 до 70 % сечения трубопровода в трубопроводах DN200 при снижении скорости движения жидкости до 0,25 м/с, в ПТ DN150 при 0,17 м/с, в трубах DN100 – при 1 м/с.

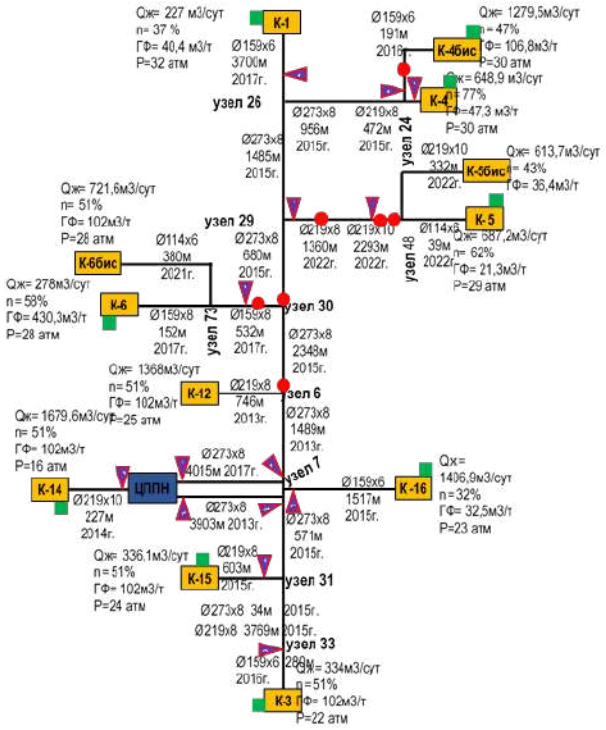


Рисунок 1 – Схема моделируемого месторождения

По результатам моделирования выявлены участки водных скоплений и рекомендовано проведение ультразвукового диагностирования на данным участках, наиболее перспективным направлением которого является ультразвуковая томография [2, 3].

Ультразвуковая томография осуществляется механическим перемещением многоэлементного преобразователя вдоль объекта контроля, например, вдоль оси сварного соединения, скорость при этом не должна превышать 150 мм/с.

Для выполнения работ производится шурфование, при котором организуется не менее двух участков на 1 км. Определяются размеры дефектов, а также фактическая толщина стенки трубопровода.

Моделирование трубопровода в программном комплексе и дальнейшая его диагностика с использованием ультразвуковой томографии позволит повысить качество оценки технического состояния ПТ и предотвратить дальнейшее развитие коррозии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алферов, А.В. Совершенствование подхода к определению межочистного периода для промысловых трубопроводов в условиях образования водных скоплений / А.В. Алферов, Р.И. Валиахметов, П.В. Виноградов, В.Р. Галлямов, А.К. Сахибгареев, Е.Б. Данилейко // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №1.

2. Азылгареева, А.А. Повышение эффективности ультразвукового контроля с применением ультразвуковых томографов / А.А. Азылгареева, Р.И. Валиахметов // Трубопроводный транспорт – 2022: тезисы докладов XVII Международной научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022.– С. 370-371.

3. Азылгареева, А.А. Применение ультразвуковых томографов для повышения эффективности ультразвукового контроля / А.А. Азылгареева, Р.И. Валиахметов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Вып.2 (142). – С. 127-137.

UDC 66.026.2

TYPES OF STRUCTURES USED IN REPAIR OF PIPELINES

Al-Reyashi.H.A.A.
PFUR, C. MOSCOW

If a pipeline defect or anomaly is discovered that threatens the integrity of that pipeline, it must be corrected using pipeline restoration techniques consistent with the original design specifications. The main purpose of this article is to consider specific production methods and their prospects in Russia, which can be applied in Yemen.

If the repair technology does not allow the pipeline to be restored to the original design requirements, it is necessary to reduce the maximum operating pressure in the pipeline or shut down the pipeline system [1,2].

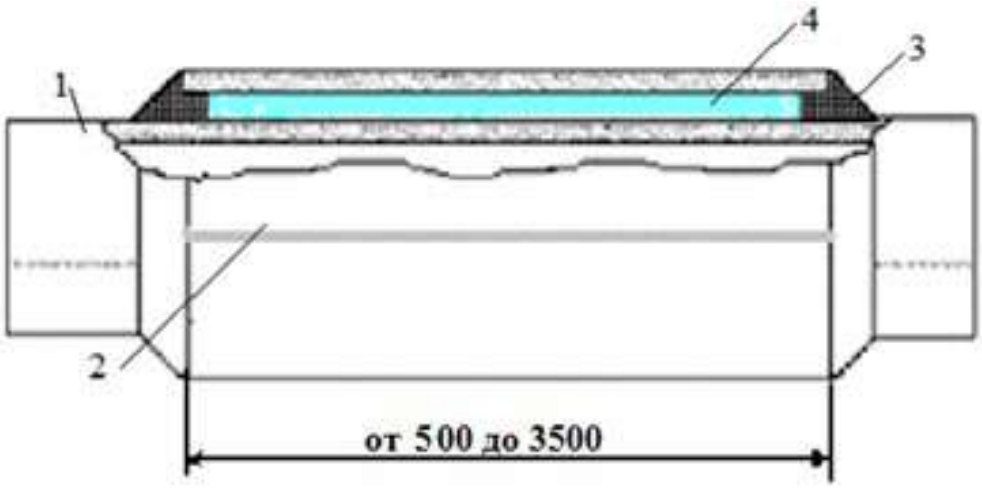
It is not always advisable to take a pipeline out for major repairs, so temporary repair structures are often used, which include various coupling technologies.

- Composite coupling mounted using CCT (Composite coupling technology) (P1, P1VD);
- Crimp welded coupling with process rings (P2, P2VD);
- Fillet coupling for fixing transverse seams (P3, P3VD);
- Fillet coupling with a short cavity filled with anti-corrosion liquid for fixing transverse welds (P4, P4VD);
- Welded end coupling with process rings (P5);
- Extended welded fillet coupling with technological rings for fixing transverse welds and defects in the pipe wall adjacent to the transverse weld and located over an area up to ($0{,}75 \cdot Do$ – 100 mm) on each side of the transverse weld (P5U);
- extended fillet coupling to fix the corrugation, filling it with anti-corrosion liquid (P6, P6VD);
- Composite coupling for fastening plungers, installed using CCT (Composite coupling technology) (P1V);
- Composite coupling for fastening holes, pipe fastening structure P7, mounted using CCT (P1P7);
- Pipe with reinforcing gasket for repairing unauthorized pipes, holes and ties (P7);
- Tee coupling for repairing plungers, signaling the passage of cleaning and diagnostic tools, sampling pressure, pipes, holes and unauthorized connections (P8, P8VD);
- Factory-made split tee for repairing unauthorized pipes, holes and ties (P9, P9VD);
- Sealing cap to secure the hole (P10);

The following methods are used to repair pipelines in Yemen: Filling with sealant, installing a clamp and Threaded coupling, which are not obtained.

Various methods are used to repair pipelines in Russia. The choice of method depends on the type of damage and pipe material. For example, Welding, Soldering, Threaded connection.

Welding is the main pipeline repair method that is used to connect metal pipes. Welding can be automatic or manual.



1 – pipeline; 2 – steel coupling; 3 – sealant; 4 – composite composition
shape 1. Coupling type design P1, P1VD with CCT

Conclusion: We have looked at these methods in Russia and would like to see them applied in Yemen to increase oil production. A variety of repair structures are designed to repair various types of damage and defects in pipelines. Each of them has its own characteristics and is designed for specific tasks in the field of pipeline maintenance and repair. The exact choice of design depends on the type of defect and operating conditions. In general, repair designs are varied and can be adapted to specific pipeline repair tasks. Their selection and use requires professional judgment and knowledge to ensure safe and effective repair work.

BIBLIOGRAPHY:

1. «Pipeline repair in several ways» https://www.wermac.org/specials/ pipeline_repair_part1.html
2. D. A. Neganov, Kh. G. Goncharov, A. A. Yushin and O. I. Kolesnikov, «Special designs for selective pipeline repairs», « Oil industry - Oil industry », volume 1. 2018, no. 07, pp. 120-123 July. 2018, doi: 10.24887/0028-2448-2018-7-120-123.
3. « Products of OJSC "Gazstroydetal" » http://www.gazstroydetal.ru/en/products/ connection-fittings/welded-steel-sleeve/
4. S. Fisher, «US7404872B2 - PVC seismic coupling and installation method» - patents Google, May 22, 2006. https://patents.google.com/patent/US7404872B2/en

УДК 665.6.03

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

А.И. Байкова, Д.С. Еремина

Самарский государственный технический университет, г. Самара

Извлечение высоковязкой нефти (ВВН) в Российской Федерации (РФ) становится особенно актуальной проблемой вследствие постепенного истощения традиционных запасов легкой нефти. На сегодняшний день компании оценивают процессы добычи и транспортировки тяжелой битуминозной нефти по магистральным трубопроводам (МТ) как нерентабельные, что подтверждается коэффициентом извлечения ВВН (колеблется в пределах от 5 до 30%). Такая нефть содержит в своем составе большое количество асфальтосмолистых соединений (АСС) [2], что способствует снижению пропускной способности трубопроводов, а также неминуемо влечет за собой значительное увеличение доли нефтешламовых (НШ) отложений в оборудовании.

В связи с чем возникает необходимость поиска наиболее эффективной технологии извлечения АСС до попадания на объекты трубопроводного транспорта (добиться извлечения непосредственно на промысле) для получения наибольшей экономической выгоды, а также с целью снижения экологической нагрузки.

Одним из возможных способов решения данной проблемы может стать изменение существующей правовой и нормативной документации, регулирующей товарооборот нефти на территории РФ. В ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия», в таблицу 2 «Типы нефти», необходимо ввести ограничение по содержанию асфальтенов в товарной нефти до 1% [1], что приведет к необходимости снижать их содержание до указанных нормативных требований. Поправка в ГОСТ позволит в среднем увеличить период очистки МТ в три раза (рисунок 1).

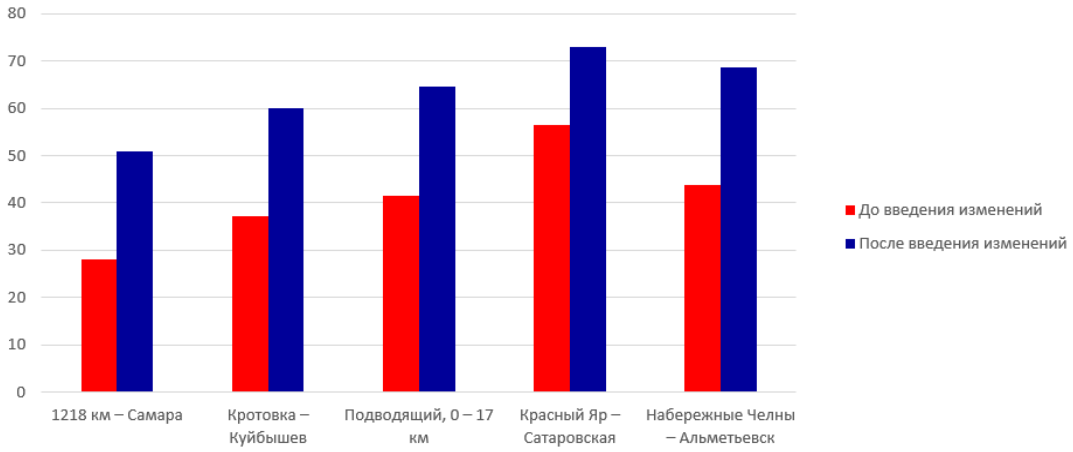


Рисунок 1 – Диаграмма периодичности очистки трубопровода до и после внесения изменений в ГОСТ

Таким образом, можно добиться максимально редкой очистки трубопровода и, вследствие, резервуаров. Срок окупаемости технологии для участков, имеющих большую протяженность, составляет менее 10 лет с учетом.

В качестве технологических процессов по выделению АС составляющих из ВВН и разделения НШ рассматриваются технологии гравитационного отстаивания (для резервуаров) и центрифугирования, так как они не требуют больших эксплуатационных и капитальных затрат [1,3]. Так, стоимость декантера с учетом дополнительного оборудования составляет более 2,4 млн руб.

Установка подобного оборудования представляется возможной на ЦПС согласно предварительной оценке по стабильности асфальтенов.

Использование на промысле технологии центрифугирования с целью разделения скважинной продукции на асфальтены и высококачественную нефть в комплексе с гравитационным отстаиванием в резервуарах позволит: осуществлять поставку на НПЗ облегченного нефтяного сырья; снизить количество экологически вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки; выделить получение высококачественных битумов и асфальтов в самостоятельное производство. Также оценивается эффективность извлечения металлов из металло-порфириновых комплексов АСС извлечь 85-97% стратегических металлов (V, Ni) из ВВН (таблица 1).

Таблица 1 – Выгода на 1 тонну сырья исходя из цен на товары по состоянию на сентябрь 2023 года

Товар	Цена за 1 кг (руб)	Количество кг вещества на 1 тонну сырья	Общая стоимость (руб)
Толуол/CO_2	32	5000	160 000
Ванадий	4000	35	140 000
Никель	1400	35	49 000

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Gusev, V. V. Deasphaltizing of High-Viscosity Oil at the Field / V. V. Gusev, L. E. Zemlerub, A. M. Peshkov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Russky Island, 04–06 марта 2019 года. – Russky Island: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 032001. – DOI 10.1088/1755-1315/272/3/032001. – URL: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/272/3/032001/pdf

2. Х.Анчита, Дж.Свейт. Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы: пер. с англ./ [Х.Анчита и др.]; под ред. О.Ф.Глаголевой. СПб.: ЦОП «Профессия», 2013. 384 с.

3. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Томск: Издательский дом ТГУ, 2015.136 с.

УДК 622.69

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.В. Бердюгин, Р.И. Валиахметов
УГНТУ, г. Уфа

В РФ общая протяженность линейной части промысловых трубопроводов составляет более 250 тыс. км. По ним осуществляется транспорт смесей углеводородов в различных фазовых состояниях. Большинство крупных месторождений располагается на территориях Севера, Сибири и Дальнего Востока, что обуславливает различные климатические и механические факторы, воздействующие на трубопровод в период строительства и эксплуатации.

Эти два фактора – агрессивная нестабильная среда и воздействие внешних факторов – требуют тщательного всестороннего анализа режимов работы всей системы как на этапе проектирования, так и на протяжении всего периода эксплуатации трубопровода. В то же время проведение достоверной и точной оценки системы невозможно без качественных входных данных, получаемых посредством средств телеметрии и автоматики, лабораторных исследований, различных методов диагностики и т. д.

Под входными данными подразумеваются параметры и их численные значения, характеризующие работу объекта (процесса). К ним можно отнести компонентный состав углеводородов и попутнодобываемой воды, PVT-свойства, показания параметрических датчиков, расходомеров, скорость коррозии и др. Критериями качества данных принимаются прошедшее время с момента измерения, согласованность (величина отклонения от заданного значения), закономерность изменения во времени, объем полученных параметров за определенный промежуток времени, время получения и др.

На текущий момент в различных отраслях промышленности и бизнеса применяются отличные друг от друга методики анализа параметров, основанные на статистических принципах и наработанном опыте предприятий. В области промыслового трубопроводного транспорта единой методологии оценки пока не разработано, что, в глобальном рассмотрении, может приводить к ошибочной интерпретации поступающей информации и некорректным решениям со стороны специалистов проектирующих и эксплуатирующих организаций. Единая система оценки входных данных позволит единообразно структурировать поступающую информацию, отбраковывать аномальные значения отдельных характеристик и наглядно представлять зависимость выбранных параметров от времени и других переменных. Способствует повышению точности, объективности поступающей информации и, как следствие, надежности системы в целом; снижению непредвиденных материальных и временных издержек предприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Бархатов А.Ф. и др. Транспорт скважинной продукции: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. 354 с.

УДК 628.164-92

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ПОДБОР КОАГУЛЯНТА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНОЙ ВОДЫ

Д.Р. Бикбулатова, Т.В. Дмитриева, А.М. Хасанов
УГНТУ, г. Уфа

Водоочистка от нефтесодержащих загрязнений – актуальный вопрос, требующий поиска эффективных методов. Одним из таких методов является коагуляция, которая позволяет устранить мелкие частицы загрязнений, не поддающиеся удалению фильтрацией. Суть метода заключается в использовании специальных реагентов – коагулянтов, которые способны связывать эти частицы и образовывать хлопья, оседающие в отстойнике. В результате применения данного метода происходит значительное снижение содержания нефтепродуктов в очищаемой воде.

В данной работе рассмотрен подбор наиболее эффективного коагулянта. Во время опыта была использована сточная вода НПС «Черкассы». Для умягчения воды был выбран содово-известковый метод. В качестве коагулянтов использовались следующие реагенты: полиоксихлорид алюминия $Al_2(OH)_5Cl$ (далее ПОХА), алюминат натрия ($NaAlO_3$) и сульфат железа ($FeSO_4$).

В ходе работы были определены расчетные дозы извести и соды (118,86 и 116,07 мг/л соответственно).

Таблица 1 – Экспериментальные результаты

	Исходная вода	Вода после очистки исходным коагулянтом	Вода с коагулянтом ПОХА	Вода с коагулянтом $FeSO_4$	Вода с коагулянтом $NaAlO_3$
pH	7,32	7,46	7,66	7,58	7,47
С/с, мг/л	398	371	327	312	300
Жесткость	3,25	3,2	2,15	2,25	2,14
Щелочность	2,06	1,35	2,1	2,4	1,9

Результаты показали, что во всех пробах образовался осадок, цветность изменилась только в пробе с добавлением $FeSO_4$ (появился рыжеватый оттенок).

Согласно таблице 1, в качестве коагулирующего вещества был выбран алюминат натрия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Рябчиков, Б.Е. Современные методы подготовки воды для промышленного и бытового использования / Б.Е. Рябчиков – М.: ДеЛи принт, 2004. – 328 с.

УДК 622.692.4

ОЦЕНКА СТОЙКОСТИ К МЕЖСЛОЙНОМУ РАССЛОЕНИЮ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Л.Р. Биктимирова
УГНТУ, г. Уфа

Полимерно-армированный трубопровод (ПАТ) – представляет собой трубопровод многослойной конструкции, состоящий из полимерных слоев, армированных высокопрочными материалами. Армирующая часть представляет собой металлический или полимерный каркас, обеспечивающий сохранность трубопровода перед механическими воздействиями, а также нагрузками, возникающими за счет изменения внутреннего давления. Снаружи трубопровод покрывается внешней оболочной и при необходимости теплоизолирующим слоем с целью предотвращения от воздействий внешних факторов, а также снижения теплопотерь.

Полимерно-армированные трубопроводы имею ряд преимуществ перед традиционными стальными в виду таких характеристик, как коррозионная стойкость, низкая теплопроводность, высокая пропускная способность, пластичность, повышенная стойкость к абразивному износу, а также низкий удельный вес. Однако данные трубопроводы менее устойчивы к окружающим механическим и температурным нагрузкам, чрезмерное воздействие ультрафиолетовых лучей приводит к деградации материала, имеют повышенную чувствительность к химическим веществам, подвергаются таким повреждениям, как трещины или разрушение за счет разделения слоев.

Межслойное расслоение ПАТ может быть вызвано следующими причинами:

– недостаточная адгезия между слоями материала (слабая связь полимерной трубки с армирующим элементом);

– неправильная установка и монтаж трубопроводов (повышенные напряжения при монтаже труб);

– воздействие температурных изменений, механических нагрузок, химических реагентов и других внешних факторов;

– качество материалов (использованные материалы не соответствуют требованиям и не обладают достаточными свойствами прочности и адгезии);

– ошибка при проектировании и подбору размеров трубы (недостаточная жесткость, приводящая к деформации).

Одним из способов оценки стойкости к межслойному расслоению ПАТ является визуальный осмотр, включая проверку наличия трещин, деформаций или разделения слоев. Также, может быть использована методика неразрушающего

контроля, такая как ультразвуковой контроль, для выявления дефектов в межслойном материале, которая в свою очередь имеет свои погрешности при применении в многослойных конструкциях. Нередко для оценки стойкости проводят испытания на разрыв, воздействием на ПАТ различными по величине силами; испытания на усталость и вязкость трубы, позволяющие определить, как сила и деформация влияют на расслоение.

Таким образом, для успешного применения полимерно-армированных трубопроводов в нефтегазовой отрасли необходимо учитывать множество факторов, такие как: вид используемых полимерных материалов в составе конструкции и их применимость при различных эксплуатационных условиях, тип армирующего материала и способ его изготовления, типоразмер труб и итоговые прочностные показатели готового изделия. В связи с этим существует необходимость проведения исследований по углубленному изучению причин возникновения межслойных расслоений ПАТ, а также методов и средств их сокращения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бикмасов, Р.Г. Проблемы применения полимерно-армированных труб на объектах промысловых нефтегазопроводов // Вопросы развития современной науки и техники. 2021. №1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-primeneniya-polimerno-armirovannyh-trub-na-obektah-promyslovyh-neftegazoprovodov.
2. Волков А.С. Методы испытаний и диагностики композитных изделий и стеклопластиковых труб // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2017 – №10. – С. 80-86.
3. Полимерно-армированные трубопроводы [Электронный ресурс]. – URL: https://energomash-vts.com/polimerno-armirovannye-truboprovody (дата обращения 26.10.2023)
4. Бухин В. Е. Трубопроводы из полимерных материалов для тепловых сетей // Трубопроводы и экология. – 2003. – No 1. – С. 18-19.

УДК 620.1

ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ

А.Н. Бутовка
АО ВНИИСТ, г. Москва

В настоящее время все большее применение находят различные конструкции неметаллических труб для трубопроводов нефти и газа, чаще промысловых [1]. К таким конструкциям стоит отнести стеклопластиковые трубы и многослойные полимерные трубы, армированные металлическими лентами, металлической сеткой или системой нитей и ровингов. Неметаллические трубы имеют очевидные преимущества, а также необходимые для эксплуатации трубопроводов характеристики [2].

Также в связи с разработкой специалистами ВНИИСТ ГОСТ Р 59411-2021 отдельную большую нишу начинают заниматься стеклопластиковые трубопроводы [3]. Однако существенным ограничением обширного применения неметаллических труб для трубопроводов является отсутствие существующих методик диагностирования трубопроводов в процессе эксплуатации [4]. Данная проблема действительно актуальна и важна, так как диагностирование трубопроводов необходимо с целью определения его технического состояния, продления срока службы, является обязательным мероприятием после отказа трубопровода, а также по истечению установленного проектного срока службы.

Для решения данной проблемы в настоящее время во ВНИИСТ разрабатывается система диагностирования трубопроводов «Модуль диагностика ВНИИСТ - 1» с соответствующим программным обеспечением, которая позволит оценивать техническое состояние и рассчитывать остаточный ресурс трубопроводов, исходя из проводимых на данных момент измерениях на трубопроводе.

Вместе с тем стоит отметить, что для полноценной оценки технического состояния и диагностирования необходимо осуществлять поиск и расширять количество методов неразрушающего контроля, потому что в сравнении со стальными трубопроводами информативность имеющихся методов неразрушающего

контроля неметаллических трубопроводов крайне недостаточно. Также имеющиеся внутритрубные системы диагностики пока неприменимы для неметаллических трубопроводов ввиду габаритов внутритрубных снарядов и, что более важно и отмечено выше, неинформативности методов неразрушающего контроля в данных снарядах для конструкций неметаллических труб, особенно многослойных.

В дальнейшем существует общее понимание о необходимости разработки второй версии системы или о создании принципиально новой.

Таким образом в результате стоит отметить перспективность и преимущества трубопроводов из неметаллических труб. Вместе необходимо решение отмеченной острой проблемы отсутствия системы диагностирования неметаллических трубопроводов, которая в ближайшей перспективе может быть решена разрабатываемой системой «Модуль диагностика ВНИИСТ - 1».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бутовка, А. Н. Анализ применения различных конструкций композиционных труб и формирование нормативной базы для проектирования и строительства из них промысловых трубопроводов / А. Н. Бутовка // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 2(66). – С. 14-17. – EDN TSMJKS.
2. Бутовка, А. Н. Исследование прочностных характеристик стеклопластиковых труб на основе стекловолокна и эпоксидного связующего при различных условиях эксплуатации / А. Н. Бутовка, Н. В. Строганов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 6(64). – С. 38-40. – EDN ZWUGYH.
3. Морозова, С. С. Исследование фактического коэффициента запаса прочности трубопровода из стеклопластиковых труб / С. С. Морозова, Е. А. Леонович // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 2(84). – С. 7-13. – EDN ETYWBL.
4. Потапов, Б. В. Подход к перспективным исследованиям в области технического диагностирования нефтегазопромысловых трубопроводов из армированных полимерных труб / Б. В. Потапов, С. В. Марченко, А. Б. Потапов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 1(83). – С. 19-26. – EDN REZLBF.

УДК 622.692.4

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ

Г.В. Веснин, Т.А. Зубаиров
УГНТУ, г. Уфа

Современная система мониторинга и радиочастотной идентификации (RFID) применяется в различных сферах, в том числе востребована в нефтегазовой промышленности и транспортировке. Система радиочастотной идентификации, работает в сверхвысокочастотном диапазоне 860—960 МГц, наиболее применимом в нефтегазовой отрасли, в состав которой входят устройства опроса, также называемые устройствами считывания, и радиочастотные метки. Классифицируя по принципу работы, выделяют 4 типа RFID систем: A, B, C и D, каждый из которых должен соответствовать требованиям стандартов для возможности их применения в нефтегазовой отрасли.

Например, устройство опроса типа C использует радиочастотные метки для получения информации. Оно излучает несущий радиочастотный сигнал и принимает ответный сигнал обратного рассеяния. Радиочастотные метки передают информацию, модулируя амплитуду и фазу сигнала обратного рассеяния. При этом модуляция — это процесс изменения характеристик несущего сигнала в соответствии с информацией, которую нужно передать. Для кодирования обратного сигнала устройство опроса использует двухуровневое кодирование с переходом на нуле или модуляцию поднесущей по Миллеру, принцип действия которой в разделении исходного сигнала на несколько поднесущих и их модуляции на одной несущей. Линия связи между устройством опроса и радиочастотными метками работает в полудуплексном режиме, поэтому метки не демодулируют команды устройства опроса во время передачи сигнала обратного рассеяния. Радиочастотным меткам не нужно отвечать на обязательные или дополнительные команды в режиме дуплексной связи.

Ряд национальных стандартов Российской Федерации устанавливают принципы работы, которые необходимо соблюдать для внедрения технологии в область промышленности:

- физические взаимодействия (сигнальный уровень линий связи) между устройством опроса и радиочастотной меткой;

- рабочие операции и команды устройства опроса и радиочастотной метки;

- антиколлизионный алгоритм, используемый при идентификации определенной радиочастотной метки в рабочей области с множеством радиочастотных меток;

- дополнительные команды защиты доступа, позволяющие использовать криптографические наборы.

Согласно вышеуказанным требованиям, для применения в промышленности регламентируются такие показатели работы системы радиочастотной идентификации, как рабочий диапазон частот, рабочие каналы связи, временные характеристики, модуляция, метод кодирования данных, скорость и порядок передачи данных, а также допускаемая погрешность описанных величин.

В работе выполнен анализ межгосударственных и международных стандартов, в которых описаны положения для внедрения и применения технологии радиочастотной идентификации, для промысловых условий в целом и трубопроводного транспорта углеводородов в частности. Рассмотрены и оценены регламентные требования для обеспечения эффективного и безопасного использование технологии на основании прямого соблюдения протоколов рабочего процесса, при отклонении от которых возможны нарушения процессов эксплуатации, негативно влияющие на функционирование системы.

УДК 627.372

ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ ПРИ ПОМОЩИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ

А.И. Габбасов, Р.Н. Кунафин
УГНТУ, г. Уфа

Промысловые нефтепроводы являются потенциально опасными объектами, эксплуатация которых сопряжена с риском возникновения аварийных ситуаций, сопровождающихся разливами нефти, о чем свидетельствуют ежегодные данные Ростехнадзора. Большая протяженность промысловых трубопроводов в купе с особенностями их расположения по территории Российской Федерации накладывает существенные сложности на ликвидацию аварийных разливов.

Несмотря на то, что статистические данные [1] указывают на незначительные объемы разливов нефти в последнее время, тем не менее, участки трубопровода, проходящие через водные объекты, являются наиболее опасными в случае разрушения трубопровода.

Нефть, как продукт длительного распада, стремительно устилает плоскость водоема плотной прослойкой нефтяной пленки, что предотвращает поступление света и воздуха. Главные трудности при ликвидации разливов нефти на поверхности водоемов, во многом связаны с механизмом распространения нефтяного пятна в акватории и его взаимодействие с водой, которое приводит к изменению свойств и структуры разлива. После попадания нефти в водную среду естественных водоемов, она подвергается физико-химическим и биохимическим процессам, таким как: испарение, эмульгирование, растворение, окисление, образование агрегатов, седиментация, биодеградация. Поведение нефтяного пятна не только не стационарно, но и существенно зависит от множества факторов: реологических свойств нефти и состава воды, температуры воды и окружающей среды, характера волн на водной поверхности. Его движение по водной поверхности происходит за счет адвекции и турбулентной диффузии, зависящей от течения и влияния ветра.

Успех мероприятий по ликвидации разливов нефти во многом зависит от правильно выбранных и проведенных в кратчайшие сроки операций по локализации разливов. Одним из основных способов локализации и ликвидации разливов нефти на поверхности водоёмов является использование боновых заграждений, препятствующих распространению нефти.

Одним из основных параметров эффективной работы боновых заграждений является высота надводной части, удерживающей нефтяную плёнку при волнении водоёма и препятствующая перехлесту нефти через боновое заграждение и подводной части, которая препятствует проникновению нефтепродуктов под боновое заграждение.

Определение этих параметров выполняется при помощи анализа плавучести бонового заграждения при помощи формулы (1):

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{k_{н.в.}} Q_{пас} \qquad (1)$$

где $Q_{акт}$ – суммарная нагрузка на боновое заграждение, действующая вверх (активные нагрузки);

$Q_{пас}$ – суммарная расчетная нагрузка на боновое заграждение, действующая вниз (пассивные нагрузки);

$k_{н.в.}$ – коэффициент надежности устойчивости положения бонового заграждения против всплытия.

К нагрузкам, действующим вверх относят выталкивающую силу, действующую на элементы бонового заграждения: тело бонового заграждения; полиуретановые гребни; упрочняющий стальной канат; балластная цепь; а также горизонтальная и вертикальная составляющие гидродинамического воздействия на заграждение.

К нагрузкам, действующим вниз относят силу тяжести, действующую на элементы бонового заграждения и общий вес воды, находящейся во внутреннем пространстве заграждения (рисунок 1).

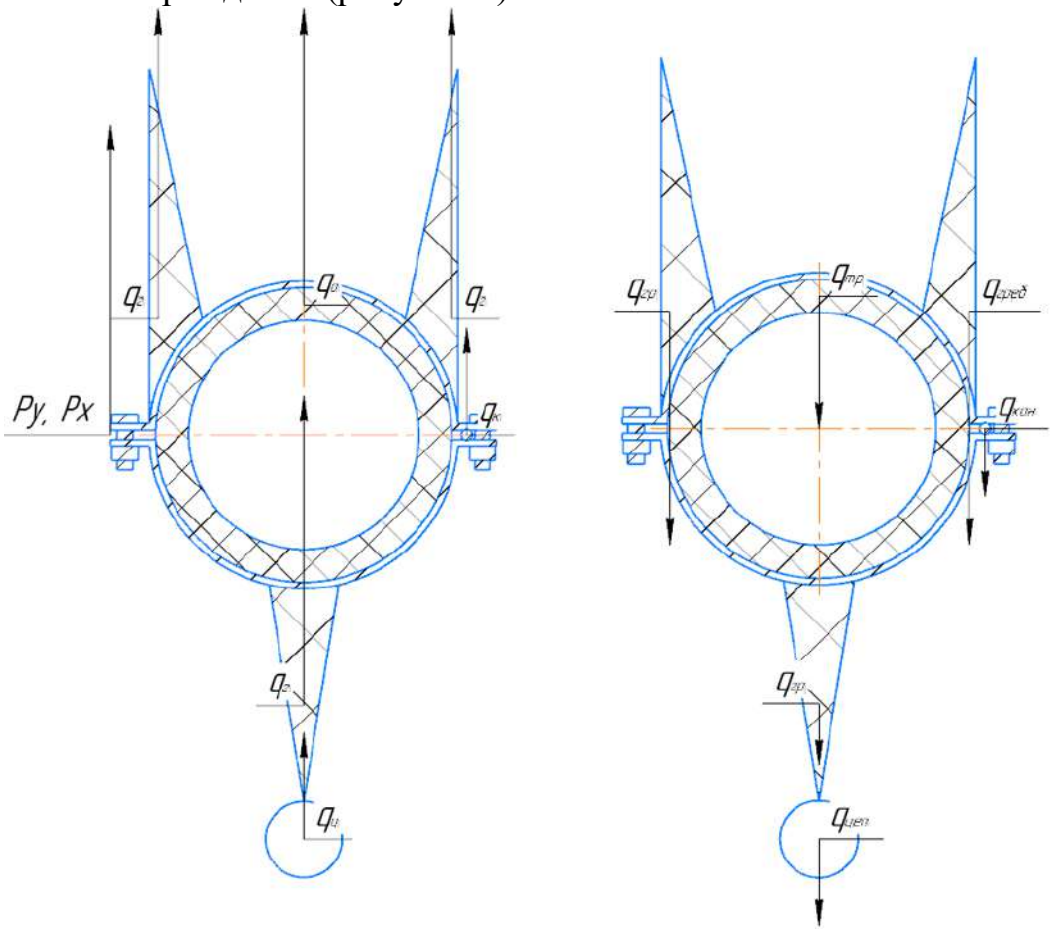


Рисунок 1 – Активные и пассивные нагрузки, действующие на заграждение

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения 30.10.2023 г.)

2. Пашаян, А. А. Проблемы очистки загрязненных нефтью вод и пути их решения / А. А. Пашаян, А. В. Нестеров // Экология и промышленность России. – 2008. – № 5. – С. 32-35.

UDC 621.643

FEASIBILITY STUDY OF POLYMER-COMPOSITE PIPE APPLICATION IN EXPLORATION AND PRODUCTION

A. Garifullin, LLC RN-BashNIPIneft

Currently, a significant portion of field pipeline systems within the Russian fuel and energy complex comprises steel pipelines. Their utilization in oil and gas production, despite their robust structural properties, is linked to the risk of accidents, primarily due to corrosion-induced defects. Existing national and international experiences highlight that approximately 90% of failures in field pipelines are attributed to various forms of corrosion [1]. The application of polymer composite pipes (PCP) offers an innovative solution to address this issue. A comprehensive survey, as detailed in [2], underscores the extensive global market for PCP, which finds applications in gas distribution, water supply, as well as hydrocarbon production and transportation. Nevertheless, the process of pipe selection presents several challenges and necessitates a thorough investigation. Previous encounters with tubing pipelines reveal that approximately 90% of accidents occurred due to the inappropriate selection of pipe designs concerning the specific conditions in oil and gas fields.

Hence, the primary aim of this study is to formulate a methodology and tools for conducting feasibility studies pertaining to the application of SCT in field design and development.

The analysis conducted indicates that the Russian market encompasses a wide range of PCPs with various designs, sourced from both domestic and foreign manufacturers. To furnish the relevant entities with access to comprehensive and current product information available in the market, a corporate catalog of tubing has been compiled. This catalog comprises offerings from a dozen manufacturers and suppliers of PCPs, which are deemed suitable for application in field conditions. The tubing items in the catalog are systematically categorized based on their design, application, installation method, internal diameter, operational pressures, temperature range of the transported medium, minimum installation temperature, and the anticipated service life of the pipelines. Using this catalog and the integration of applicability criteria, a matrix

has been established to identify the most optimum PCP solutions from a technical perspective for the specific conditions associated with pipeline construction and operation. To make the field development with non-metallic pipelines a viable prospect, it is imperative that these solutions also demonstrate economic justification. Accordingly, a calculation template for feasibility studies has been developed. This methodology is grounded in a comparative analysis of the costs linked to steel and polymer-composite products, the expenses for construction and installation work, their implementation timeframe, the costs of pipeline maintenance during operation, alongside the accident rate of each structure and the associated cost of addressing the resulting consequences.

In conclusion, this study marks the first instance in Russia where a methodology and tools for the optimal selection of tubing, accounting for specific operating conditions, have been developed. The integration of this solution across entities involved in production and design is anticipated to yield substantial improvements in the reliability of the pipeline infrastructure, reducing accident rates, while simultaneously addressing the overarching issue of the absence of regulatory documentation concerning PCP application, suitability evaluation, and cost assessment.

REFERENCES

1. Chukhareva, N.V., Rudachenko, A.V., Barkhatov, A.F., & Fedin, D.V. (2011). Transport skvazhinnoy produktsii: uchebnoe posobie [Transport of well products: a textbook]. National Research Tomsk Polytechnic University, 354.
2. Salnikov, A.F. (2016). Metodika diagnostiki i otsenki ostatochnogo resursa truboprovodov iz nemetallicheskikh materialov [Methodology for diagnosing and assessing the residual life of pipelines made of non-metallic materials]. Inzhenernaya praktika, 9, 28-40.

УДК 621.643

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ГЕОМЕТРИИ ТИПА «ВМЯТИНА»

И.Г. Гундорова
УГНТУ, г. Уфа

Для проведения исследований напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов с дефектами геометрии типа «вмятина» рассматриваются методики расчета на прочность и долговечность по РД-23.040.00-КТН-011-16 «Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами» и ASME B31G «Руководство по определению остаточной прочности трубопроводов».

Посредством применения указанных методик определяются основные параметры дефектного участка: напряжения, деформации, допустимое значение внутреннего давления. Рассматриваемые данные необходимы для принятия решения при выборе ремонтной программы и для вычисления остаточного ресурса трубопровода.

Метод ремонта дефектного участка во многом зависит от геометрических размеров дефекта: длины, ширины и, в особенности, глубины вмятины. Согласно различным нормативным документам, вмятины глубиной до 3,5% от номинального диаметра трубопровода подлежат ремонту с помощью использования приварной муфты П2. При глубине вмятины от 3,5 до 10% - ремонту либо с помощью композитной муфты П1, либо с помощью вырезки участка. Участки с вмятинами глубиной свыше 10% также подлежат вырезке, другой метод ремонта не применим.

Анализируемым в работе методом является композитная муфта П1, устанавливаемая на трубопровод по специальной композитно-муфтовой технологии (КМТ). Данная муфта является стальной оболочкой, не приваренной к стенке трубопровода и заполненной затвердевающим композитным составом для плотного прилегания к трубопроводу и распределения напряжений (рисунок 1).

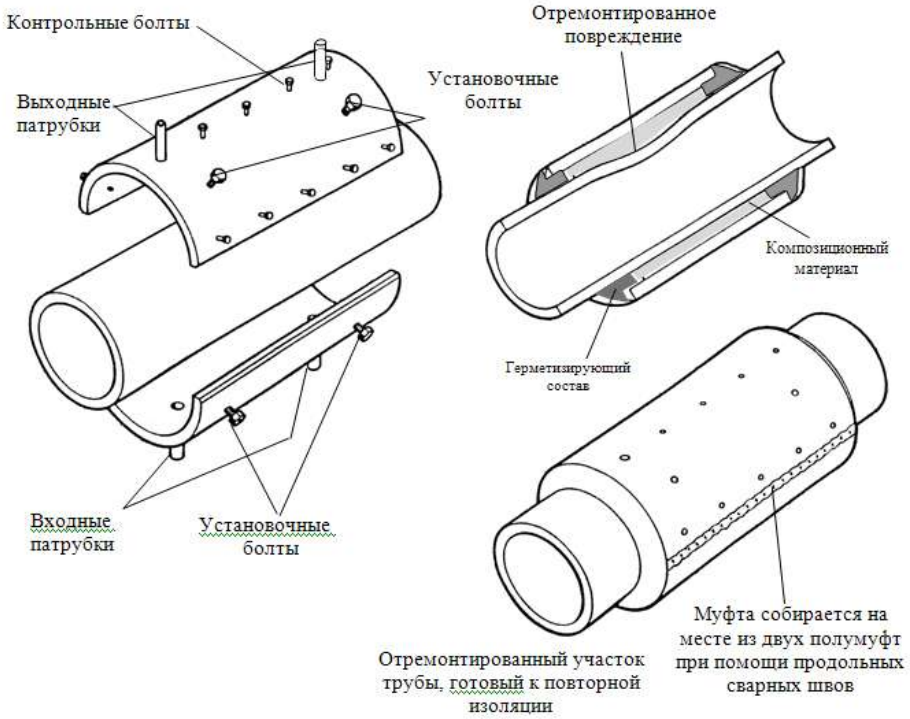


Рисунок 1 – Схема установки композитно-муфтовой ремонтной конструкции

Результаты расчета дефектного участка трубопровода на прочность по двум заявленным методикам проходят проверку за счет моделирования в ANSYS Workbench. Подобный анализ позволяет оценить достоверность вычисленных данных и предложить рекомендации по их применению.

С помощью расчета в программном комплексе также исследуется возможность и целесообразность использования композитно-муфтовой конструкции на вмятинах с различными геометрическими параметрами. Моделирование позволяет определить граничные условия применения ремонтных муфт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие / А. Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 287 с.

УДК 622.276

ПРОБЛЕМАТИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УЧАСТКОВ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.Ю. Дубовик
УГНТУ, г. Уфа

При транспортировке нефти по магистральным и внутрипромысловым нефтепроводам на стенках, в определенных условиях, происходит формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Они могут достигать значительной толщины, уменьшая рабочее сечение трубопровода и ухудшая его пропускную способность

Важным параметром парафинизации является разность интенсивности накопления отложений во времени на разных участках нефтепровода. Со временем происходит некоторое перераспределение отложений, а именно: на начальных участках трубопровода основной слой отложений увеличивается прямо пропорционально времени парафинизации, в области максимального слоя отложений со временем наблюдается незначительное снижение роста образований, после области максимума отмечается небольшое увеличение роста толщины отложений, а на конечных участках слой отложений растет за счет скоплений, вынесенных потоком (напором потока нефти) с участков с более высокой интенсивностью парафинизации.

При анализе парка трубопроводов ООО «Башнефть-Добыча» было выявлено, что на различных участках трубопроводных сетей наблюдается увеличение потерь давления за счет формирования отложений АСПО. Локализовать конкретные места отложений АСПО возможно только путем либо врезки эксцентриков с установкой манометров и определения участка перепада давления, либо во время аварийной остановки трубопровода, путем восстановления пропускной способности при помощи вырезки образца трубы с забитой внутренней стенкой отложениями.

С целью недопущения срыва технологического режима работы трубопровода и локализации участков образования отложений АСПО, предлагается разработать прибор на базе очистного устройства и установить на нем датчики давления, температуры, скорости потока жидкости с целью фиксации данных по всей длине трубопровода.

В дальнейшем это позволит оперативно выявлять места с отложениями АСПО, снижающие пропускную способность трубопровода и повысить точность подбора мероприятий для предотвращения и ликвидации подобных отложений.

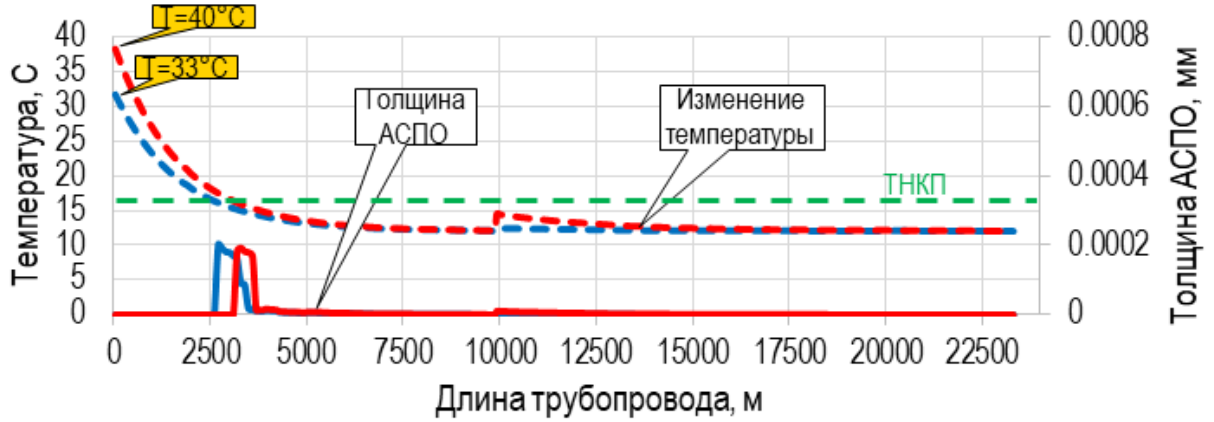


Рисунок 1 – Результат гидравлического расчета трубопровода для наглядного определения участков образований АСПО
в летний период

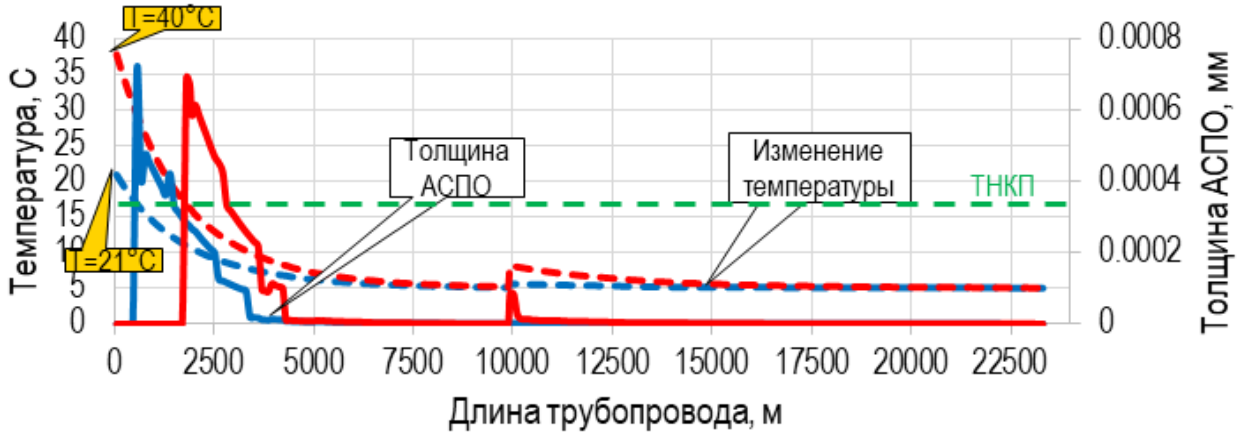


Рисунок 2 – Результат гидравлического расчета трубопровода для наглядного определения участков образований АСПО
в зимний период

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транс-порт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015.– 136с.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче / под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. Уфа: моногр., 2003., 302с.
3. Арменский, Е. А. Результаты экспериментальных исследований процесса парафинизации трубопроводов / Е. А. Арменский, Б. Н. Мастобаев, Р. Я. Хайбуллин // О состоянии научно-исследовательских работ в решении проблем по комплексным программам нефтегазовой промышленности. – Уфа, 2001., 78-79с.
4. Борисов. В. П., Изменение толщины парафиновых отложений по длине трубопровода и во времени // Нефтяное хозяйство, 1989., 53-56с.

УДК 621.644.8

МЕТОДИКА ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В НЕФТЕПРОВОДЫ

А.А. Дульченко, И.В. Орехова
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

В современном мире, где энергетика и нефтедобывающая промышленность играют ключевую роль в экономике многих стран, вопросы безопасности и надежности функционирования объектов нефтепроводного транспорта приобретают особую актуальность [1-3]. Одной из серьезных проблем, с которой приходится сталкиваться нефтетранспортным компаниям, являются утечки и несанкционированные врезки (УНВ) в трубопроводы, наносящие значительный ущерб как самим компаниям, так и экологии в целом. Несанкционированные врезки приводят к экономическим потерям для добывающих компаний и государств, к экологическим проблемам вследствие утечек нефти: загрязнению окружающей среды и угрозе безопасности людей. Несмотря на существование параметрических методов обнаружения утечек, все еще не существует методики, определяющей координату УНВ с достаточной точностью [2,4,5].

В ходе исследования было выявлено, что отсутствие учета изменения мощности насосных агрегатов, работающих при локализации УНВ, является одной из причин некорректной работы параметрических методов. В работе производится сравнение существующего метод определения координаты УНВ на основе предположения о неизменности полного напора при врезке с методом, учитывающим уменьшение полного напора в связи с изменением мощности. Методика основана на предположении, что линии гидравлического уклона, построенные по начальным и конечным параметрам при УНВ, пересекаются в искомой координате [3]. На рисунке 1 представлено моделирование линий гидравлического уклона с учетом и без учета изменения полного напора.

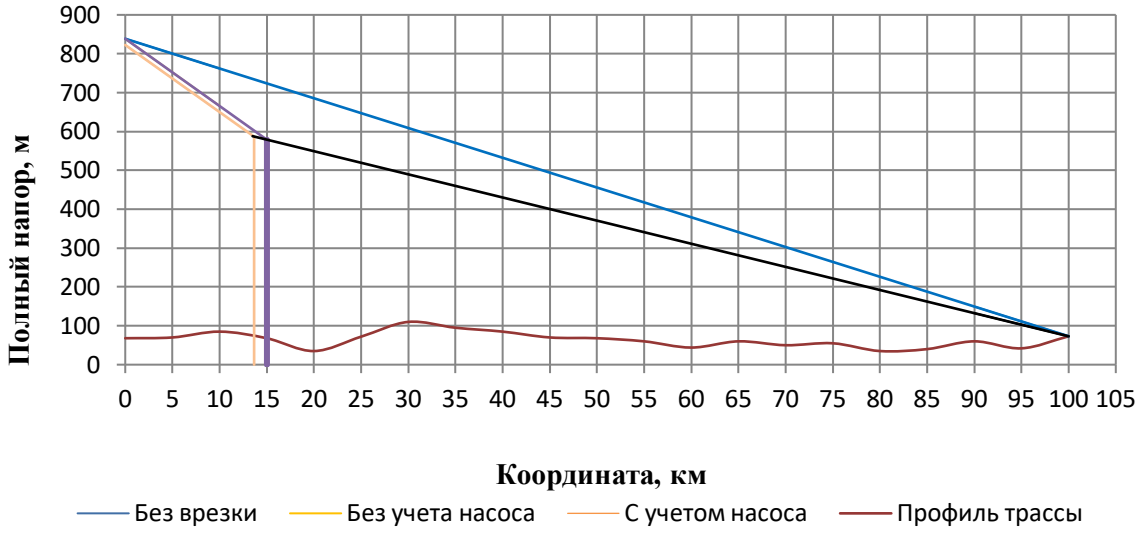


Рисунок 1 – Определение координаты врезки, совершенной на 15 км, при откачке 5%

Результаты моделирования продемонстрировали, что определение местоположения УНВ при постоянном напоре составляет всего лишь 20 метров, однако, в более реалистичной ситуации, когда напор уменьшается, минимальная погрешность достигает 7,6%. Это существенно снижает эффективность существующего метода в реальных условиях.

Анализ предложенной формулы выявил, что погрешность в определении координаты УНВ составляет 5%. Выявлено, что изменение напора существенно сказывается на погрешности локализации УНВ. Предложенный в данной работе метод определения местоположения врезки, который учитывает изменение полного напора, позволяет снизить погрешность вычислений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Поляков В.А., Шестаков Р.А. К вопросу обеспечения точности измерений системы обнаружения утечек в нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 4(20). С. 76-79.
2. Можаев С.А., Коршунов С.А., Чионов А.М. Оценка параметров волоконно-оптических систем мониторинга возникновения утечек с целью обеспечения достоверности их работы // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Т. 11, № 6. С. 614–621.
3. Шестаков Р.А., Дульченко А.А. Влияние утечек и несанкционированных отборов на параметры гидравлической системы // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 3(135). – С. 30–35.
4. Blesa J., Nejjari F., Sarrate R. Robustness Analysis of Sensor Placement for Leak Detection and Location Under Uncertain Operating Conditions // Procedia Engineering. – 2014. – № 89. – P. 1553–1560.
5. Шестаков Р.А. Ошибка метода гидравлической локации при применении на трубопроводах сложной конструкции // Промышленный сервис. – 2015. – № 4(57). – С. 40-42.

УДК 622.276.63

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ

Л.А. Магадова, В.Д. Котехова, А.А. Ермакова
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Нефтегазодобывающая отрасль сталкивается с проблемой коррозии на всех этапах добычи и производства продукции, особо остро встает вопрос защиты трубопроводов. Промысловые трубопроводы, транспортирующие сырую нефть, подвержены воздействию углекислотной коррозии за счет присутствия в попутно добываемой воде растворенного углекислого газа. Использование ингибиторов коррозии зарекомендовало себя как наиболее практически и экономически обоснованный метод борьбы с разрушением металла [1].

В данной работе описаны результаты исследования при введении неорганической добавки к ингибитору коррозии (ИК) на основе имидазолина, способствующей повышению эффективности защиты в условиях углекислотной коррозии. Для исследования была выбрана добавка бихромата калия $K_2Cr_2O_7$ [2]. Величина скорости коррозии определялась гравиметрическим методом при температуре 20±2°С и скорости движения среды 0,5 м/с на образцах-свидетелях коррозии, изготовленных из стали марки Ст3. Дозировка ингибитора составляла 30 мг/л, что соответствует промысловым требованиям для применения ИК. Состав модели пластовой воды представлен в таблице 1, содержание углекислого газа в условиях экспериментов составляло 300 г/л, что было определено при помощи компараторов CHEMetrics Titrets®. В рамках анализа был использован ряд концентраций добавки, представленных в таблице 2.

Таблица 1 – Состав агрессивной среды

Показатель:	pH	Содержание, г/дм^3				Минерализация, г/дм^3	Количество CO_2, г/л
		$CaCl_2$	$MgCl_2*6H_2O$	$NaHCO_3$	NaCl		
Значение:	6,68	3,267	0,536	0,321	18,539	22,663	300

Таблица 2 – Составы испытанных ингибиторов коррозии

№	Добавка	Количество добавки, %масс.	Скорость коррозии, мм/год
1	$K_2Cr_2O_7$	0,050	0,74
2		0,075	0,34
3		0,100	0,20
4		0,150	0,50
5		0,300	0,50
6		1,000	0,52

Результаты исследования изображены на рисунке 1.

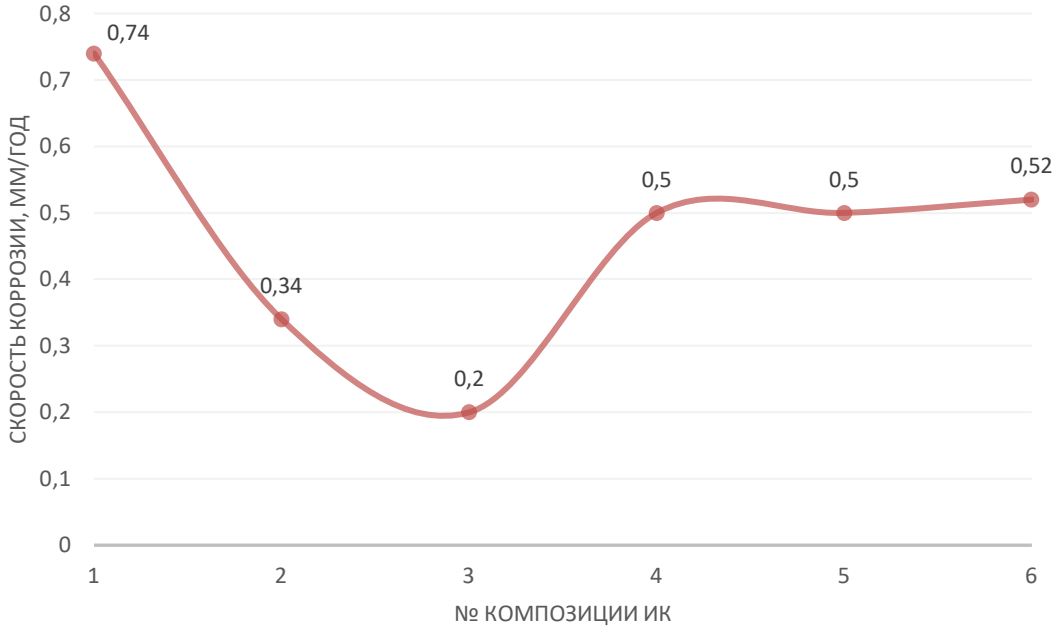


Рисунок 2 – Зависимость скорости коррозии от концентрации добавки $K_2Cr_2O_7$

По полученным данным, наилучших результатов по снижению скорости коррозии удалось достичь при введении 0,1%масс. добавки $K_2Cr_2O_7$. Добавка бихромата, являющегося окислительным компонентом, тормозит анодную реакцию, пассивируя анодный участок на металле. Однако, согласно промысловым требованиям, скорость коррозии не должна превышать 0,12 мм/год, поэтому требуется проведение дополнительных исследований в направлении совершенствования состава.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии / Под ред. И.В.Семеовой – М.: ФИЗМАТЛИТ. 2002. С. 336.
2. Ляшко И. А. Сорбция ионов тяжелых металлов на основе цеолитов //Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XXI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени выдающихся химиков ЛП Кулёва и НМ Кижнера, посвященной 110-летию со дня рождения профессора АГ Стромберга, 21–24 сентября 2020 г., г. Томск. – Томский политехнический университет, 2020. С. 479-480.

УДК 621.65.03

НЕЙРОСЕТЕВОЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГЕРЕГАТОВ

Р.А. Зайниев, Р.А. Молчанова
УГНТУ, г. Уфа

Ограниченные средства на ремонт оборудования все чаще вынуждают промышленные предприятия переходить на стратегию ремонта по техническому состоянию.

Вид организации ремонта по техническому состоянию оборудования может применяться, если имеются средства технического диагностирования и автоматизированная система контроля за техническим состоянием оборудования.

Таким образом, оценка технического состояния магистральных насосных агрегатов (МНА) для перекачки нефти, аварийная остановка которых может вызвать остановку магистрального трубопровода, является важной задачей, решение которой способствует сокращению эксплуатационных затрат, повышению надежности, снижению количества аварийных ситуаций, сокращению расходов и потерь рабочего времени, связанных с внеплановыми ремонтами оборудования и технологическими неполадками.

Рассмотрим применение нейросетевого подхода к оценке технического состояния на примере насоса МН 1250-260 производства АО «ТНН» [1].

В качестве основных параметров МНА, позволяющих достоверно оценить их техническое состояние примем: коэффициент полезного действия (КПД), температуру подшипников, вибрацию подшипников; выходным параметром будет являться индекс технического состояния МНА [2].

В работе для реализации процесса нейронечеткого моделирования оценки технического состояния МНА предлагается использовать модуль Fuzzy Logic Toolbox системы MatLab.

Нечеткий логический вывод можно осуществить в несколько этапов [3].

Этап фаззификации: на данном этапе происходит преобразование вектора значений входных переменных X в вектор нечетких множеств X^1, необходимых в дальнейшем для выполнения нечеткого логического вывода. Лингвистическую оценку нормированного значения переменных «Температура_подшипиников», «Вибрация» будем производить с помощью термов: {«Норма», «Высокая», «Очень высокая»}, а нормированного значения переменной «КПД» с помощью термов: {«Очень низкий», «Низкий», «Норма»}. Выходная переменная «Индекс оценки технического состояния» оценивается от 0 до 100, где 0 – минимальное значение, 100 – максимальное значение. Лингвистическую оценку значения выходной переменной будем производить с помощью термов: {«Неудовлетворительное», «Удовлетворительное», «Хорошее»}.

На рисунке 1 представлена структурная схема оценки технического состояния МНА.

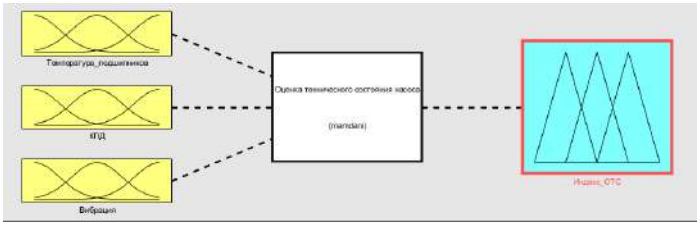


Рисунок 1 - Структурная схема оценки технического состояния МНА

Этап композиции: определение уровня принадлежности объекта ко всему нечеткому правилу. Функции принадлежности крайних терм-множеств были заданы трапециевидной функцией принадлежности. Для всех остальных терм-множеств был задан треугольный закон изменения функции принадлежности в интервале от 0 до 1;

Этап импликации: оценка вывода нечеткой системы в соответствии с данным правилом в зависимости от уровня принадлежности объекта правилу и значения правила. На этом этапе осуществляется нечеткий логический вывод, на основании задаваемой нечеткой базы знаний (набора правил), которая содержит информацию о зависимости между входными и выходными переменными в виде структуры правил «ЕСЛИ–ТО».

Этап агрегации: объединение результатов импликации для каждого правила в единое нечеткое множество решений. На данном этапе на основе правил базы знаний определяется значение выходного вектора в виде вектора нечетких множеств, соответствующего нечетким значениям выходных переменных Y^1.

Этап дефаззификации: установка в соответствия числового эквивалента нечеткому значению. Дефаззификатор преобразует вектор нечетких множеств Y^1 в вектор значений выходных переменных Y. На рисунке 2 представлен анализ нейросетевой модели посредством визуализации поверхности нечеткого вывода.

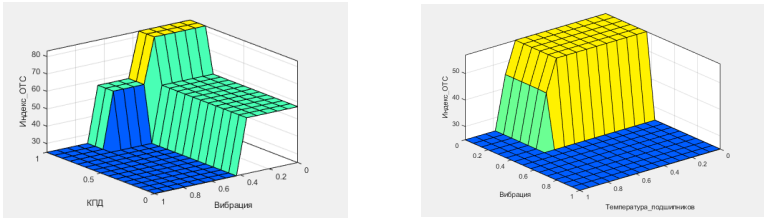


Рисунок 2 – Поверхность системы нечеткого вывода

Проведенное исследование показывает применимость нейросетевого подхода к моделированию оценки технического состояния МНА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Насосы магистральные горизонтальные. URL: https://pumps.transneft.ru/prodykciya/magistralnie-nasosnie-agregati/ (дата обращения 21.10.2023).

2. Баженов В.В. Оценка технического состояния и остаточного ресурса насосных агрегатов в условиях автоматизации магистральных нефтепроводов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технически наук. Уфа, 2004. 135 с.

3. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. М.: Телеком 2007. 288 с.

УДК 86.09

УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ СТРАТЕГИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО ЭТАПА ЛАРН

М.И. Исмагилов, С.Д. Барахнина, С.М. Исмагилова
УГНТУ, г. Уфа

В современных планах ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН) механический этап сбора углеводородов занимает первое и лидирующее место. Он позволяет не только защитить окружающую среду от загрязнения, но рационально использовать сырье, сократив потери продукта [1]. Физико-химические и биологические методы применяются после локализации и удаления нефтяного загрязнения и носят характер заключительных.

Целью исследовательской работы явился выбор стратегии выбора нефтесборщиков для механического этапа ЛАРН. Для достижения поставленной цели был решен ряд задач: патентный обзор существующей номенклатуры скиммеров; сравнительный анализ различных моделей нефтесборщиков; подбор оптимального сочетания методов и средств механической и физико-химической очистки водной поверхности от техногенных углеводородов; определение экологической и экономической эффективности внедрения выбранного сочетания скиммеров; определение стратегии проведения механического этапа ЛАРН [2].

Для разработки стратегии оптимизации выбора нефтесборных устройств проведен анализ номенклатуры отечественных и зарубежных нефтесборщиков (рисунок 1).

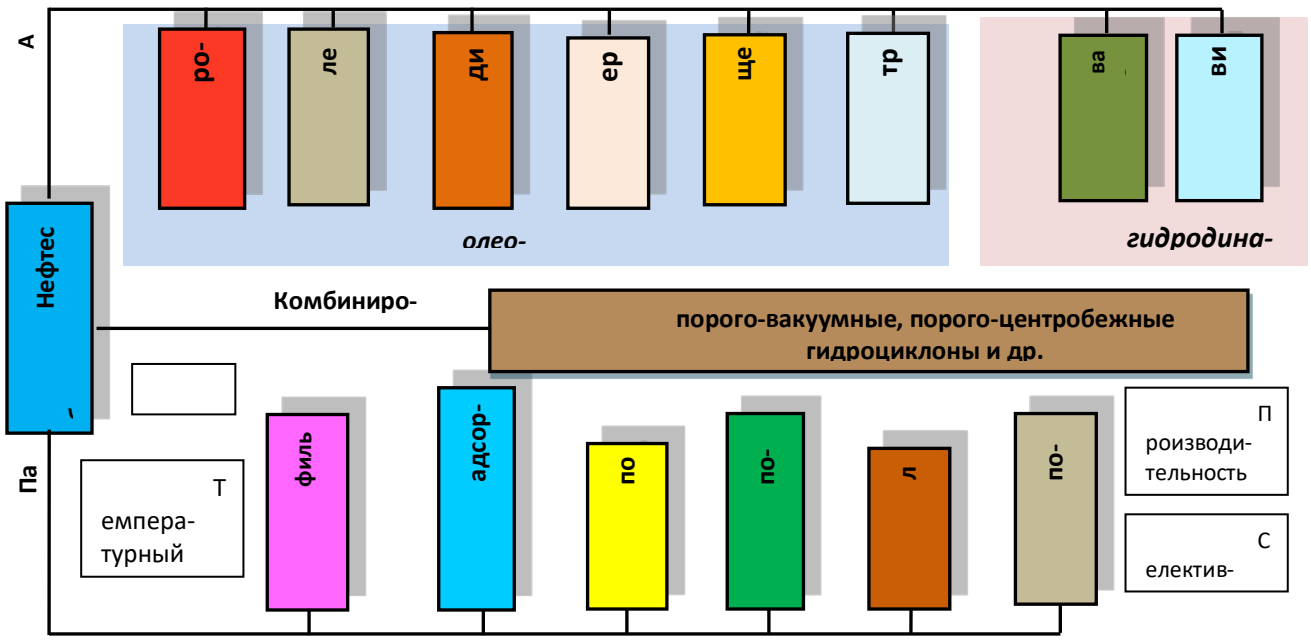


Рисунок 1 – Информационная база усовершенствованной стратегии выбора нефтесборщиков [1-5]

Применение нефтесборочных устройств производительностью не менее 60 м^3/час позволил произвести в кратчайшие сроки (менее 4 часов на водной поверхности и менее 6 часов в прибрежной полосе) локализацию, удаление и

предотвращение распространения техногенных углеводородов в проточных и непроточных водоемах, очистку береговой линии от загрязнения нефтепродуктами

В работе произведен расчет суммы ущерба от загрязнения нефтью водного объекта при отсутствии средств локализации аварийного сбора нефти с водной поверхности и расчет суммы ущерба от загрязнения нефтью водного объекта при использовании различных нефтесборочных устройств [3].

Аварийная утечка нефти произошла на ППМН через реку, в результате чего произошло загрязнение водной поверхности и береговой территории. Из-за отсутствия нефтесборочного оборудования сбор нефти с поверхности воды затянулся на несколько дней (время сбора нефти составило 10 суток).

Объем нефти, попавший в реку в результате аварии на ППМН, определяется как сумма масс растворенной нефти (3332 т), находящейся в виде пленки на поверхности реки (232750 т) и составил 236082 т. Расчет суммы ущерба от загрязнения нефтью водного объекта производился на основании [4, 5] и составил 30,47 млн. руб. Для сбора вытекшей нефти были скиммеры производительностью не менее 60 $м^3$/час. Произошла авария на ППМН на том же самом участке, объем вышедшей нефти составляет 1000 т. Учитывая, что используется новейшее оборудование, позволяющее устранять последствия аварии на ППМН регионального значения (дл 5000 т) за 20-30 часов, а территориального значения (до 1000 т) за 4-6 часов. Нефтесборщики суммарной производительностью 150 $м^3$/час были установлены на рубеже №1 непосредственно на месте ППМН через реку, где произошла авария, а через 15 км ниже по течению реки установлен рубеж №2. На рубеже №1 было собрано 90%, т.е. 900 т нефти, а остальная масса нефти собрана на рубеже №2. Приобретено средств для сбора нефти на сумму 11,6 млн руб. Суммарная масса нефти, загрязняющей водный объект, составила 99,75 тыс. т. Сумма ущерба от загрязнения нефтью водного объекта составила 12,86 млн руб. Экономический эффект от использования средств сбора нефти с водной поверхности составил 6 млн руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барахнина В.Б. Способы интенсификации биоочистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и некоторых буровых отходов, дисс. канд. техн. наук, Уфа: 1999. – 24 с.
2. Саитова К.А., Коннов Я.А., Барахнина В.Б. Дифференцирование проблем обеспечения экологической безопасности на магистральном трубопроводе.: Материалы XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2021», в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 66-68.
3. Семейкин Д.А., Киреев И.Р., Барахнина В.Б. Основные тенденции усовершенствования механических устройств для сбора нефтяных загрязнений поверхностных водоемов. Экологический вестник России, №10, 2012. – С. 12-15.
4. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. – С. 25-28.
5. Шарафиев Р.Г., Семейкин Д.А., Барахнина В.Б. Сравнительный анализ технологий ликвидации аварийного разлива нефти. Современные технологии и бизнес: сборник научных трудов / под. Ред. В.В. Ерофеева. – Челябинск: ЧРО РАЕН, 2012. – С. 32-44.

УДК 621.039.546.53

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБНОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ЗАЩИЩАТЬ ВНУТРЕННЮЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕЙ СРЕДЫ

В.С. Калашников, Т.А. Зубаиров
УГНТУ, г. Уфа

Защита трубопроводов от внутренней коррозии должна обеспечивать и сохранять бесперебойную и безаварийную работу трубопровода в том числе при перекачке агрессивных и сероводородсодержащих жидкостей. В работе приведены лабораторные исследования по оценке влияния сероводородсодержащих сред на внутреннюю поверхность промысловых трубопроводов с внутренним покрытием и без.

Методология исследования:

- анализ химического состава сероводородсодержащих сред и их коррозионной активности;
- исследование коррозии на образцах трубопроводов с внутренними защитными покрытиями и без них.
- сравнительный анализ стоимости обслуживания и замены трубопроводов с учетом использования внутренних покрытий и без них.

Условия исследования:

- погружение 6 образцов труб в Автоклав;
- время выдержки 240 часов согласно ГОСТ Р 58346 – 2019;
- парциальное давление сероводорода – 1 МПа;
- парциальное давление углекислого газа – 4 МПа;
- парциальное давление азота – 5 МПа;
- общее давление – 10 МПа.

Результаты исследования (таблица 1):

1. Сероводородсодержащая среда определена как высоко коррозионно-активная.
2. Трубопроводы с внутренними защитными покрытиями продемонстрировали значительно меньшую коррозионную активность по сравнению с незащищенными трубопроводами.
3. Применение внутренних защитных покрытий минимизирует операционные затраты по замене и обслуживанию трубопроводов

Таблица 1 – Оценка влияния сероводородсодержащей среды при контакте с трубопроводом

	Трубопроводы с покрытиями	Трубопроводы без покрытия
Уровень коррозии	На образце с покрытием, визуально коррозия не наблюдается коррозии благодаря защитным покрытиям	Наблюдается образование коррозионных дефектов
Срок службы	Применение внутренних защитных покрытий продлевает срок службы трубопроводов	Образовавшиеся коррозионные дефекты могут значительно сократить срок службы трубопроводов
Операционные расходы	Использование внутренних покрытий снижает операционные расходы	Высокая коррозионная активность требует частого обслуживания, регулярной замены и увеличивает операционные расходы
Безопасность	Использование внутренних защитных покрытий способствует высокому уровню безопасности, минимизации утечек и отказов	Отсутствие покрытий повышает отказность, что в последствии сказывается на экологичности и репутационных рисках

Основные выводы:

1. Сероводородсодержащие среды подтверждают статус высоко коррозионно-активных.

2. Трубопроводы с внутренними защитными покрытиями продемонстрировали значительно меньшую коррозию по сравнению с незащищенными трубопроводами.

3. Исследование выявило, что использование внутренних защитных покрытий сокращает необходимость в регулярной замене и обслуживании трубопроводов, что снижает операционные расходы.

Результаты лабораторных исследований показывают, что применение внутренних защитных покрытий для трубопроводов, перекачивающих сероводородсодержащие среды, оправдано с точки зрения минимизации коррозии, продления срока службы, снижения операционных расходов и обеспечения безопасности [2]. Качественные и правильно подобранные защитные покрытия в зависимости от условий эксплуатации, являются важным фактором для долгосрочной и надежной эксплуатации трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мухаметшин М. М. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче сероводородсодержащих нефтей: кандидат технических наук. / М.М. Мухаметшин –УФА, 2001.

2. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007.

УДК 622.692.4

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ НА НЕФТЯНОМ ТЕРМИНАЛЕ

Р.Л. Киала, А.М. Нечваль
УГНТУ г. Уфа

Несмотря на общую тенденцию к снижению загрузки нефтепроводов в мировой практике, в настоящее время транспортировка топлива по трубопроводам на Кубе с 1999 по 2021 год выросла с 21% до 24%, в том числе трубопровод «Варадеро – Матансас» в числе произведённых инвестиций.

Водонефтяная эмульсия представляет собой жидкое топливо, что является ответом на необходимость разработки месторождений тяжелых и сверхтяжелых углеводородов. В его состав входит около 70% природной битуминозной нефти, до 30% воды и присадки для стабилизации эмульсии (ПАВ). Это топливо специально разработано для использования в электротехнических предприятиях и промышленном секторе. Оно успешно использовалось на электростанциях в Канаде, США, Великобритании, Китае, Германии, Японии, Дании, Италии, а также на цементных заводах.

Недостаточные методы и знания транспортных свойств эмульсий кубинской сырой нефти не представляют возможным создание адекватных методов при проектировании трубопроводов, выбора и эксплуатации насосного оборудования. Объектом расследования являются транспортные свойства водонефтяной эмульсии высоковязкой кубинской нефти, доставляемой на ТЭЦ «Лидио Рамон Перес» (рисунок 1).



Рисунок 1 – Схема доставки топлива от терминала до ТЭЦ «Лидио Рамон Перес» (Куба)

Решение поставленной задачи сводится к определению основных физико-химических свойств исследуемой жидкости с целью установления влияния концентрации вводимой присадки на закономерности течения. Установленные свойства являются основой эмпирико-теоретического моделирования процессов трубопроводного транспорта водонефтяной эмульсии. Полученные модели позволяют дать рекомендации для оценки, проектирования и эксплуатации систем транспортировки эмульсии кубинской сырой нефти или аналогичных жидкостей с учетом их реологических особенностей, а также уменьшить затраты за счет снижения энергопотребления и эффективной транспортировки по трубопроводам.

УДК 622.692.48

АДАПТАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК МЕТОДОМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА ДЛЯ РАБОТЫ С ЗАШУМЛЕННЫМИ ДАННЫМИ И АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

И.И. Латыпова
УГНТУ г. Уфа

Наличие шума в сигналах замеряемых показателей режима работы трубопровода сильно влияет на работу методов обнаружения утечек. Шум может быть связан с колебаниями, вызванными самой системой измерения, либо с механическими свойствами жидкости и трубопровода, так называемый «гидравлический шум», а также добавляет шум сама система управления трубопровода, которая, например, включает в себя движение клапанов.

Известные на сегодняшний день алгоритмы имеют ограничения по способности определять утечку в присутствии шума. В работе предлагается решение, обеспечивающее возможность работы системы обнаружения утечек в присутствии шума за счет накопления данных и принятия решения по наличию утечки по средним параметрам.

При наличии шума алгоритм предоставляет результаты с определенной задержкой. Запаздывание связано с необходимостью накопления данных для определения среднего отклонения гидравлических уклонов за несколько часов в период отсутствия утечки и среднего отклонения по вновь поступившим данным, по которым не известен факт утечки, после чего находится разница между данными средними отклонениями. Если данная разница больше, чем допустимое значение, утечка зафиксирована, далее локализуется секция и рассчитывается координата по средним параметрам за несколько часов. Получены положительные результаты тестирования на модельных данных при наличии шума в потоке 0,1% по амплитуде замеряемых показателей.

Достижение экономической целесообразности для системы обнаружения утечек и врезок достигается путем внедрения стратегии импортозамещения и снижения негативного воздействия на окружающую среду. Создание собственных технологий для обнаружения утечек оказывается гораздо более выгодным вариантом по сравнению с приобретением и обслуживанием систем, выпускаемых сторонними производителями. Более того, уменьшение вреда окружающей среде сокращает сумму штрафов, которые предприятия должны будут уплачивать за ущерб, наносимый природе.

Таким образом, разработанная система обнаружения утечек и врезок методом гидравлического уклона под условия промыслового трубопроводного транспорта доработана с учетом присутствия различного шума в потоке, а также в работе отражен экономический эффект, достигаемый двумя аспектами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Вайншток С. М. и др. Трубопроводный транспорт нефти: учеб. для вузов: В 2 т //М.: Недра-Бизнесцентр. – 2004. – Т. 2. – С. 621.

УДК 620.193

РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

М.В. Макаренко, Р.В. Загидулин
УГНТУ, г. Уфа

Коррозия металла является одной из проблем, без успешного решения которой невозможно обеспечение безаварийной эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Коррозия металлов и их сплавов в агрессивных средах наносит значительный ущерб эксплуатируемому оборудованию и сооружениям газодобывающего комплекса [1].

В настоящее время с проблемой коррозии металла в углекислотной среде столкнулось большое количество компаний, разрабатывающих новые газоконденсатные месторождения на территории России. Данная проблема была обнаружена и на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Ввиду отсутствия готовых проектных решений, касающихся содержания и объема противокоррозионных мероприятий и контроля коррозии на нефтепромысловом оборудовании, специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана новая система коррозионного мониторинга, включающая в своем составе несколько физических методов контроля коррозионных процессов.

Наряду с инструментальным (приборным) контролем скорости коррозии металла на нефтепромысловом оборудовании необходима также установка образцов-свидетелей (купонов) для определения характера протекания этих коррозионных процессов [2]. Узлы установки купонов на оборудовании должны обеспечивать их быструю установку и извлечение для контроля без остановки технологического процесса.

Полученная в результате этих мероприятий информация необходима для точного прогнозирования сроков безопасной эксплуатации оборудования и промысловых трубопроводов, оценки качества работы системы противокоррозионной защиты для обеспечения их безаварийной эксплуатации.

Мониторинг коррозии металла на нефтепромысловом оборудовании должен иметь два уровня получения информации, при этом:

- первый уровень мониторинга коррозии металла должен давать обслуживающему персоналу информацию для оперативного управления системой подачи ингибиторов коррозии в промысловые трубопроводы;

- второй уровень мониторинга коррозии металла является инспекционным.

Практика показала, что ингибиторная защита металла - наиболее эффективная и технологически сравнительно несложная система обеспечения целостности технологического оборудования и трубопроводов от внутренней коррозии [3].

Однако следует заметить, что подтверждение эффективности применения ингибиторной защиты (технологической, экономической) невозможно без внедрения системы коррозионного мониторинга, охватывающего весь, объем газосборных коллекторов. Создание такой оптимальной системы коррозионного мониторинга нефтепромыслового оборудования, имеющих длительные сроки эксплуатации, является в настоящее время актуальной задачей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Корякин А.Ю., Ермолаев А.И., Слугин П.П. и др. Комплексное использование промысловых объектов Уренгойского НГКМ в условиях разработки сеноманских, валанжинских и ачимовских залежей. - Газовая промышленность, 2018, №7, с.58-64.
2. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В., Юсупов А.Д. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования. - Газовая промышленность, 2017, № 12, с.84–89.
3. СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования.

UDC 622.276

POSSIBILITIES OF USING FLOW EQUIPMENT IN GAS TRANSPORTATION PROCESSES

R.M. Mammadov, A.V. Sultanova
Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry»
Baku, Azerbaijan

In contrast to deposits located on land, technical and technological issues require a special approach in the development and operation of deposits located in offshore conditions. This feature is primarily the limited working area, the aggressiveness of the environment, the complexity of the climatic conditions, supply, construction, repair, research, etc. dependence on the weather, water depth, complexity of the seabed, the issues facing the technological system of mining product collection and transportation preparation related to the operation of oil, gas, gas condensate deposits in the same geographical area (limitation of pipelines for the transportation of gas and liquid phases from the field to the coast, etc.) shows itself in the solution.

In the schemes of production, collection and processing of gases in field conditions, it is necessary to mix different pressure flows and prepare them for transportation. Such cases are solved by reducing the pressure of high pressure gas flow to low pressure gas flow pressure by means of valves. In such a situation, the use of sliding valves, diaphragms, check valves or other regulating equipment creates the following problems:

- in this case, the energy of the high-pressure gas flow is ineffectively lost in the normal throttling process of the gas flow in cut-off plates or narrowing structures;
- as the pressure of the general gas flow mixed with this rule decreases, it is impossible to transport and use this gas flow over long distances.

The way out of such a situation is to increase the pressure of the low-pressure gas stream in the compressor units and then perform the mixing operation [3].

At present, low-temperature separation of gases due to high formation pressure in field conditions can be carried out only during the first development stage of gas-condensate fields. When the wellhead pressure drops below about 100 atm., the natural pressure energy of the gas does not allow this process to be carried out efficiently.

The multi-stage separation process carried out in unfavorable thermodynamic conditions and in separation units unsuitable for gas flows does not provide the desired dew point of the gas, and as a result, as the thermodynamic conditions change in the gas pipelines, phase transitions continue, difficulties arise in the operation of the pipelines, losses of valuable liquid hydrocarbons occur, measurement and control systems fail, work is disrupted and low-quality gas is delivered to the consumer. Thus, the incomplete, poor-quality separation process carried out in field conditions has a negative effect on the gas transportation system, gas processing plants, compressor stations, gas storage points, gas distribution stations and gas use facilities.

These processes require special attention in the work of technological processes of collecting products in offshore deposits and transporting them to land facilities. So, since it is difficult to accommodate multi-stage separation devices on offshore platforms, the well product in the sea is subjected to only I-stage separation [2].

Research studies have shown that the actual separation speed of the gas flow in vertical and horizontal separators operating under the influence of gravity differs little from the gas flow speed in the inlet pipeline and is many times higher than the separation speed determined by the existing calculation method of the separation process. Thus, the fact that the diameter of the separators is several times greater than the diameter of the inlet pipe has little effect on the speed of the gas flow inside the separator. The gas flow inside the separator tries to maintain its high speed in the inlet pipe by the inertia rule, sweeps the non-precipitated liquid dust and even the liquid coating on the surface of the settled liquid and throws it from the separator into the gas pipeline [1].

The object of efficient application of flow equipment can be multi-horizon gas-oil fields with different pressures. In such facilities, the construction and operation of a compressor station for transporting gases from low-pressure horizons to the high-pressure general collector of the field is economically inefficient, so the use of flow equipment can be considered appropriate in such cases. In these objects, instead of losing the formation energy of high-pressure horizons by throttling in valves, it is possible to use this excess pressure energy in flow equipment to increase the pressure of gases extracted from low-pressure productive horizons to the pressure of the main gas pipeline.

LIST OF USED LITERATURE

1. Abdullayev E.A., Sultanov N.N., “On the issue of using the effects of gas-liquid flow dynamics in the process of preparing gases for transportation,” AzGazPI, Scientific works, Baku, 1994.
2. Aliyev E.Y., Abdullayev E.A., Sultanov N.N. "Gas separation in pipelines." "Nafta-Press", Baku, 2006
3. Mustafayev A.R., Abdullayev E.A., Panakhov R.A., Sultanov N.N., Gadashova E.V., “Preparation of gases for transportation.”, “Nafta-Press”, Baku, 2015.

УДК 697.9

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ КАСКАДОМ НАПОРНЫХ ГИДРОЦИКЛОНОВ

К.С. Мельников, П.Е. Хромов, А.В. Гаврысь, Н.Д. Смолев
СамГТУ, г. Самара

Добыча нефти в Российской Федерации (РФ) в 2022 году достигла объема – 534 млн. т, которая на 90 % обеспечивается эксплуатацией месторождений, разрабатывающихся более 25 лет, при этом средняя обводненность добываемой продукции составила не менее 90 %. Таким образом в стране добывается и перекачивается 4,3 млрд. т воды, что привело к увеличению себестоимости добываемой нефти с 7,5 тыс. руб./т в 2012 г. До 24,5 тыс. руб./т в 2022 году [2].

Таким образом, добывая 534 млн. м3 нефти, нефтяные компании извлекли из недр не менее 4,3 млрд. м3 пластовой воды. Транспортировка скважинной продукции до установок по подготовке нефти и установок предварительного сброса воды, а затем повторная транспортировка отделенной воды обратно к нагнетательным скважинам достигает в среднем 5 км. [1]. По результатам энергоаудита удельное энергопотребление всех процессов добычи нефти составляет 33 кВт на 1 м3 добываемой жидкости. Следовательно, на добычу, подготовку и очистку нефти в 2022 году было потрачено около 159 млрд. кВт, что составляет 14,6% из всей произведенной в РФ электроэнергии [2].

Технология проекта заключается в применении автоматизированной установки (рисунок 1) вблизи скважин для разделения нефти, газа и воды, очистки воды и дальнейшей её закачки в пласт для ППД (Поддержание пластового давления). Кроме того, предлагается использование попутного нефтяного газа, а также замена металлических труб на ГПМТ (Гибкие полимерно-металлические трубы), что приводит к снижению себестоимости нефти и энергопотребления, используемого в нефтяной сфере.

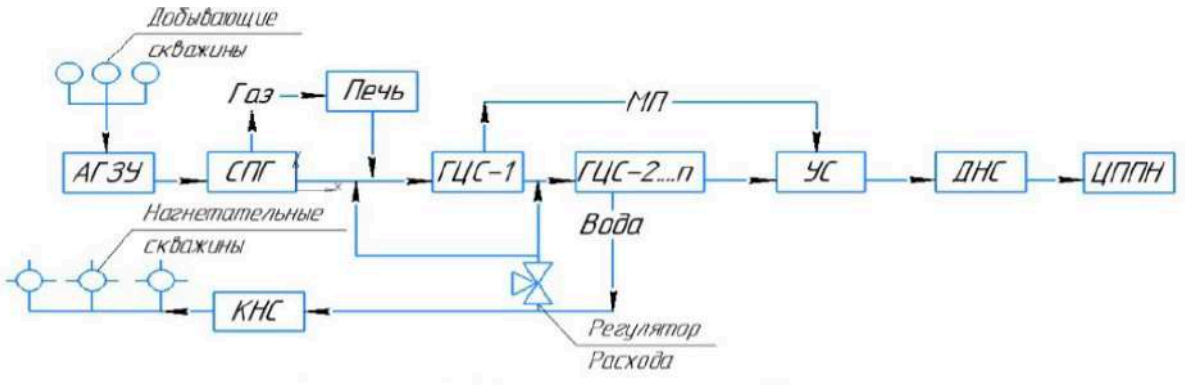


Рисунок 1 – Принципиальная схема автоматизированной установки

Работа предлагаемой установки заключается в том, что скважинная продукция из добывающих скважин поступает в АГЗУ (Автоматизировнная групповая замерная установка), после чего из жидкости отделяется газ в СПГ(Сепаратор попутного газа), использующийся для работы нагревательной установки, выделенное тепло в дальнейшем служит для нагрева эмульсии, поступающая на

первую ступень ГЦС (Гидроциклонный сепаратор), где отделяются твёрдые фазы входящие в эмульсию. Далее поток поступает на вторую ступень ГЦС, где происходит выделение воды. При этом количество ступеней выделения твердых составляющих эмульсий и выделением воды подбирается учетом характеристик добываемой скважинной продукции. Часть выделившейся воды выполняет функции обеспечения постоянной производительности на входе в многоступенчатый ГЦС, а оставшаяся доля поступает в КНС (Кустовая насосная станция) с дальнейшем использованием для ППД. Поток со сниженным содержанием воды после многоступенчатой ГЦС поступает на УС (Установка смешения). Выделившиеся твердые фазы эмульсии на первой ступени сепарации подмешивается в УС к основному потоку и дальнейшей подачи ДНС (Дожимная насосная станция), поступающая с основным потоком на ЦППН (Центральный пункт подготовки нефти).

В результате внедрения предлагаемой установки получим:

- снижение грузооборота перекачиваемых жидкостей;
- сокращение протяженности трубопроводов системы ППД, за счёт установки насосного агрегата вблизи добывающих скважин;
- снижение энергопотребления на транспортировку воды за счёт использования ПНГ;
- снижение металлоемкости нефтесборных трубопроводов и сетей ППД за счет сокращения протяженности и уменьшения диаметров трубопроводов, а также замены стальных труб на ГПМТ;
- сокращение числа аварий, за счёт сокращения протяженности сети промысловых трубопроводов и замены большей части стальных труб на ГПМТ и снижения технологической нагрузки на нефтесборные сети и системы ППД;
- снижение загрязнения окружающей среды, за счёт снижения числа аварий и полного исключения сжигания газа на факельных сетях;
- снижение себестоимости добываемой нефти за счёт выполнения вышеизложенных задач.

В процессе реконструкции, в целях энергоэффективности, неизбежна децентрализация всех систем сбора, отчистки, подготовки, и транспорта добываемой продукции. Она должна быть комплексной и единой. Главная цель – основной объём сброса и подготовки попутно пластовой воды с последующей ее закачкой в пласт через нагнетательные скважины на ранних этапах сбора и транспорта скважинной продукции, а также использование ПНГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

4. Гусев В.В. Ресурсосберегающая технология сбора, подготовка и закачивания пластовой воды // Neftegaz.RU [Электронный ресурс] // URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/526791-resursosberegayushchaya-tekhnologiya-sbora-podgotovki-i-zakachivaniya-plastovoy-vody-/ (дата обращения: 27.10.2023)

5. Министерство энергетики Российской Федерации// Статистика по добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 01.01.2022 – 31.12.2022 [Электронный ресурс] // URL:https://minenergo.gov.ru/activity/statistic (дата обращения: 26.10.2023).

УДК 621.643

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ПРОЯВЛЕНИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Р.Н. Кунафин, А.А. Новоселов
УГНТУ, г. Уфа

Для борьбы с гидратами в газопроводах широко используются ингибиторы гидратообразования (ИГ), закачиваемые в проблемные участки трубопровода. Очевидно, концентрация ИГ, а значит, и его эффективность, снижается по ходу продвижения в потоке газа из-за смешения с продуктом и распределения ИГ по длине трубопровода.

Основная идея технологии заключается в доставке ингибитора (ИГ) непосредственно к месту гидратообразования, орошение этой зоны ингибитором до полного или почти полного разрушения агломерации. Осуществляется такая доставка с помощью группы поршней (как минимум двух), между которыми закачивается жидкостная пробка из ИГ, например, метанола. Участки с небольшими агломерациями гидратов (не превышающими 10-15% от $D_н$) поршни проходят без остановки и по ходу движения растворяют гидраты в пробке ИГ и/или счищают их механически. При встрече со значительным очагом гидратообразования (сужающего сечение трубопровода до $0{,}8D_н$ и менее) первый (головной) поршень приостанавливается на уменьшенном из-за гидратов проходном сечении и с помощью специального устройства начинает орошение гидрата ингибитором. Орошение включается автоматически, за счёт срабатывания клапана при повышении давления внутри пробки ИГ. Орошение и растворение гидрата продолжается до тех пор, пока проходное сечение трубопровода не увеличится до размера, позволяющего возобновление движения поршней по трубопроводу.

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



Рисунок 1 – Встреча головного поршня гидратной пробки



Рисунок 2 – Растворение гидратов

Необходимое количество ИГ является функцией, зависящей от нескольких параметров: скорости движения пробки ИГ, скорости растворения гидратов в ингибиторе, объёма агломерации:

$$Q = f(V, \vartheta, q)$$

Предлагаемая технология является относительно простой и дешёвой, профилактически предотвращающей закупорку гидратами трубопровода, значительно снижающей расход ИГ, устраняющей затраты на ремонтно-восстановительные работы. Все необходимые для реализации технологии устройства могут быть реализованы на базе уже применяемых на практике поршней, устройств запуска и приема. Изменения технологических схем предполагаются минимальными.

Предлагаемая технология также решает задачу рутинной очистки участка газопровода от скоплений жидкости, конденсата, инородных предметов и пр.

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

Технология применима для участков газопроводов с рабочим давлением не менее 0,1 МПа и не имеющих местных сужений более 15% от $D_н$, образованных за счёт нарушения геометрии стенки трубопровода (вмятины, гофры, выступающие внутрь металлические элементы и т.п.).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М., «Недра», 1974. 208 с.

УДК 622.276.04

АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНЫХ УСЛОВИЙ И ЭЛЕМЕНТОВ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ, ОКАЗАВШИХ ВЛИЯНИЕ НА ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.И. ГРАЙФЕРА

Ж.И. Нурмакова, Э.Р. Файзулаев
АГТУ, г. Астрахань

Нефтедобывающая компания «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» – одно из крупнейших предприятий, которое занимается разведочными работами и разработкой нефтяных и газовых месторождений в акватории Каспийского моря.

Каспий – это внутреннее море, не имеющее связи с океаном. Оно расположено в обширной материковой депрессии на границе Европа/Азия и вытянуто в меридиональном направлении. Его протяженность по меридиану составляет более 1200 километров, а ширина – 325 километров. Территориально Каспийское море делится на три части: Северный Каспий, Средний Каспий и Южный Каспий.

В работе выполнен анализ условий и элементов природной среды, оказавших влияние на обустройство объектов месторождения им. В.И. Грайфера.

Месторождение им. В.И. Грайфера расположено в центральной части Северного Каспия, восточнее острова Малый Жемчужный.

Комплекс МЛСП (морских ледостойких стационарных платформ) состоит из двух платформ: ЛСП и ПЖМ, которые соединены между собой переходными мостами.

ЛСП – ледостойкая стационарная платформа, обеспечивающая бурение и эксплуатацию куста скважин, сбор продукции скважин, замер дебита, транспортировку продукции скважин через ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского на ЦТП им. В. Филановского для дальнейшей подготовки.

ПЖМ – платформа с жилым модулем, предназначенная для проживания и отдыха обслуживающего персонала, размещения медпункта и вертолётной площадки.

Закрепление опорных частей платформ на морском дне обеспечивается сваями.

Обустройство месторождения им. В.И. Грайфера проводилось в 2 стадии (этапа строительства):

1 стадия – строительство ЛСП, ПЖМ и межпромысловых трубопроводов;

2 стадия – строительство ЦТП-Г, БК-3, БК-4, БК-Запад, БК-Восток и системы внутри-промысловых трубопроводов до ЛСП [1].

Предусмотрены следующие трубопроводы для транспорта продукции: межпромысловые трубопроводы (газлифтного газа, мультифазный трубопровод) и трубопровод воды для ППД от ЛСП месторождения им. В.И. Грайфера до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского. Объекты обустройства располагаются в северо-западной части Каспийского моря (рис. 1).

Климатические условия Каспийского моря формируются под влиянием холодных воздушных масс Арктики, влажных морских масс Атлантики, сухих континентальных масс соседнего Казахстана, теплых тропических масс, Средиземного моря и территории республики Иран.

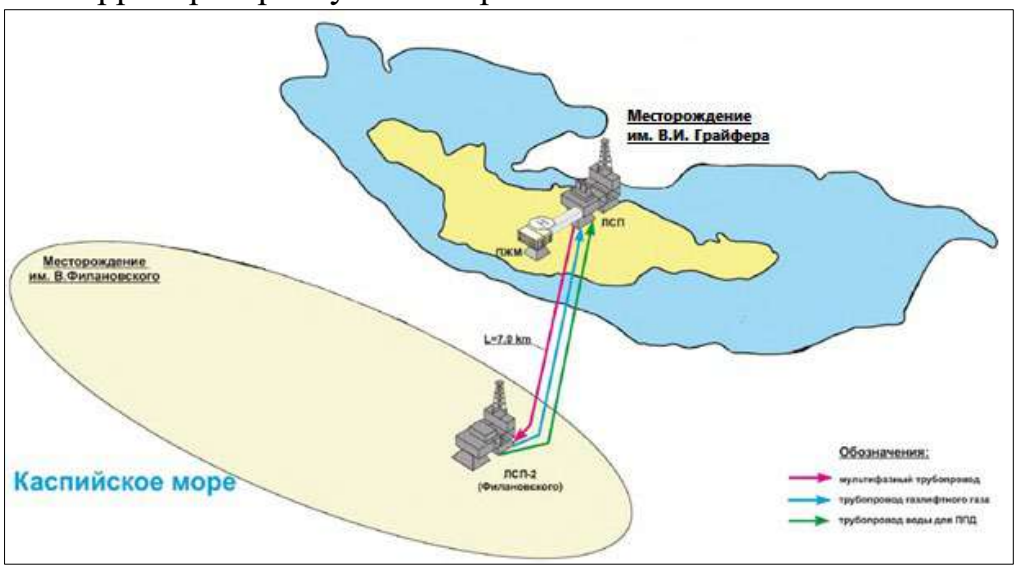


Рисунок 1 - Схема размещения сооружений в районе акватории месторождения им. В.И. Грайфера

Северный Каспий характеризуется мелководием. Так, средняя глубина моря в данном секторе составляет 5,4 метра (при отметке уровня моря –27,0 метров БС). Максимальная глубина Северного Каспия составляет около 20 метров (на границе со Средним Каспием). Величина среднего уровня моря оказывает влияние на морфометрические характеристики Северного Каспия. Осложняющим фактором для проектирования промысловых трубопроводов является наличие банок, островов, бороздин в рельефе дна.

Для Северного и Среднего Каспия на протяжении большей части года характерно преобладание ветров восточного и юго-восточного направления. При прохождении циклонических образований отмечается усиление ветров северного, северо-западного направления. В северной части Каспийского моря наблюдаются экстремальные штормы двух принципиально различных классов: локальные, вызванные северными ветрами на ограниченных разгонах и глубине, и удаленные, развившиеся на акватории открытой части Каспийского моря и распространившиеся на север под действием ветров от южных румбов.

Север Каспийского моря практически ежегодно в ноябре покрывается льдом. В отдельные зимы замерзает вся поверхность Северного Каспия. В более мягкие зимы замерзанию подвергается мелководье в пределах 2-3-метровых изобат. Таким образом, в акватории Северного Каспия близ месторождения им. В.И. Грайфера и трасс трубопроводов лед отмечается фактически ежегодно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Временные локальные технические условия (ВЛТУ-2015Р). Гидрометеорологические, гидрологические, ледовые условия и исходные расчетные данные для проектирования объектов обустройства месторождения Ракушечное. Астрахань, 2016. – 621 с.

УДК 622.276.63

ОЦЕНКА СПОСОБНОСТИ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ СОСТАВОВ К ИНГИБИРОВАНИЮ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

Л.А. Магадова, Д.В. Одемчук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Одновременное присутствие в водной фазе продукции скважин несовместимых катионов и анионов обусловливает возможность образования таких труднорастворимых соединений, как кальцит $CaCO_3$, сидерит $FeCO_3$, ангидрит $CaSO_4$, барит $BaSO_4$, целестин $SrSO_4$, являющиеся типичными составляющими солеотложений большинства нефтепромысловых систем, где в результате изменения парциального давления углекислого газа, химического состава воды или температуры нарушается химическое равновесие [1].

Образование минеральных отложений может происходить на установках электрических центробежных насосов (УЭЦН), в насосно-компрессорных трубах (НКТ), в поверхностном оборудовании, в системах поддержания пластового давления (ППД). При интенсивном осаждении солеотложений в НКТ уменьшается их внутренний диаметр, в результате чего снижается добыча углеводородов вплоть до полного её прекращения при образовании солевых пробок [2].

В настоящее время наиболее распространенным методом борьбы с солеотложениями является применение ингибиторов солеотложений. Ингибиторы солеотложений – это химические вещества и их смеси, которые при добавлении к пересыщенным водным растворам минеральных солей в соответствующей концентрации предотвращают или значительно снижают выделение из растворов осадков нерастворимых и малорастворимых солей [3].

Была проведена оценка ингибирующей способности интенсифицирующих составов на основе комплексонов. В качестве составов исследовались РСБК-1 (pH > 7) с добавлением ПАВ «Нефтенол ВУПАВ» и без него, ТК-9 (pH < 7) и интенсифицирующая хелатная композиция (ИХК) (pH = 7).

РСБК-1 представляет собой смесь органических кислот, хелатных агентов и неорганических оснований, предназначен для удаления отложений сульфатов бария, кальция и других солей многовалентных металлов, с целью увеличения производительности скважин.

ТК-9 представляет собой водный раствор неорганических и органических кислот (HCl, ОЭДФк, уксусная и лимонная кислоты), поверхностно-активного вещества (ПАВ), ингибитора коррозии и стабилизатора железа, предназначен для кислотных обработок карбонатных, терригенных и смешанных коллекторов.

ИХК представляет собой водный раствор органических кислот (ЭДТА, лимонная кислота), ПАВ, тиомочевины и ингибитора коррозии.

Эффективность выше приведённых составов была исследована на модели подтоварной воды Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Ионный состав воды представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Ионный состав подтоварной воды

Содержание ионов, мг/дм^3						
Cl^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Sr^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	$HCO3^-$
58242	5969	25280	186	2340	7100	281

В восемь испытательных банок прилили по 50 см^3 раствора А (катионов), дозировали необходимое количество рабочего раствора интенсифицирующего состава, во все испытательные банки поочерёдно внесли по 50 см^3 раствора Б (анионов). Также провели эксперимент для “холостой” пробы без интенсифицирующего состава.

После 6-ти часового экспонирования при 75°С содержимое всех банок отфильтровали и в фильтрате определяли остаточное содержание катионов кальция путём титрования трилоном Б в присутствии индикатора мурексида. Концентрацию ионов кальция для исходной (“холостой”) пробы до термостатирования определяли путём измерения концентрации ионов кальция раствора А и делением полученного значения на 2.

Эффективность ингибирования протестированных интенсифицирующих составов приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Защитное действие интенсифицирующих составов по предотвращению выпадения карбоната кальция и сульфата кальция при различных дозировках реагентов

Интенсифицирующий состав		Защитное действие интенсифицирующего состава, %							
		Дозировка реагента, на 100 см^3 рабочего раствора, см^3							
		0,20	0,30	0,40	0,50	0,75	1,00	1,50	2,00
РСБК-1	без ПАВ	3,3	5,0	5,0	5,0	6,6	6,6	10,0	10,0
	с ПАВ	10,0	10,0	11,6	11,6	13,3	13,3	14,9	16,6
ТК-9		26,5	29,9	31,5	33,2	49,8	51,4	53,1	53,1
ИХК		19,9	19,9	21,6	26,5	29,9	39,8	43,1	43,1

Самый высокий показатель эффективности 53,1 % показал ТК-9 при его дозировке 1,50 см^3 на 100 см^3 рабочего раствора (50 см^3 р-ра А + 50 см^3 р-ра Б).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
2. Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия:Практическое руководство по борьбе с образованием солей.- М.: Де′Либри, 2018.-335 с.
3. Нефтепромысловая химия. Осложнения в системе пласт-скважина-УППН. Учебное пособие/ Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. – М.: МАКС Пресс, 2008.-328 с.

УДК 681.518.5

КОМПЛЕКСНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ БЕСКОНТАКТНЫМИ МЕТОДАМИ

С.А. Соколов
СамГТУ, г. Самара

Проблема обеспечения безопасной эксплуатации подземных трубопроводов - одна из наиболее актуальных, так как срок службы большей части трубопроводов превысил нормативный или приближается к нему. Также наличие в большинстве подземных магистральных трубопроводов ценного продукта, ставит вопрос о контроле отсутствия его хищений. В связи с этим возрастает необходимость проведения технического обследования на предмет поиска несанкционированных врезок, а также его общего технического состояния с целью определения остаточного ресурса.

Диагностирование подземного трубопровода выполняется на основании согласованной программы работ Заказчика, в которой определяется объём контроля. В зависимости от технической возможности, в большинстве случаев при проведении технической диагностики проводят 1) внутритрубную диагностику (ВТД) или 2) выборочно вскрывают участки трубопровода и осуществляют контроль в отдельных точках трубопроводов.

На данный момент преобладают методы внутритрубной диагностики (ВТД), однако их применение имеет ряд ограничений.

На трубопроводах, на которых ВТД не применима, предлагается использовать комплексный подход бесконтактного диагностирования подземных трубопровода для обоснованного выбора мест шурфования для дополнительного дефектоскопического контроля.

Главные составляющие комплексного обследования:

- бесконтактная магнитометрия на основе скалярных магнитометров и градиентометров геомагнитного поля на принципе протонной прецессии усиленной методом динамической поляризации ядер (оверхаузеровский магнитометр);
- контроль состояния изоляционного покрытия трубопроводов при помощи электрофизической диагностики.

В качестве подтверждения действенности метода на действующем подземном трубопроводе выполнялось комплексное техническое диагностирование с применением методов магнитометрии и контроля состояния изоляционного покрытия электрометрическим методом. На трубопроводе общей протяженностью 104,4 км D 325 мм и D 377 мм определено 7 мест для проведения дополнительного дефектоскопического контроля (далее ДДК), во всех были подтверждены дефекты трубопровода либо наличие напряженно-деформированного состояния металла, либо наличие посторонних металлических предметов на оси трубопровода.



Рисунок 1 – График градиента магнитного поля

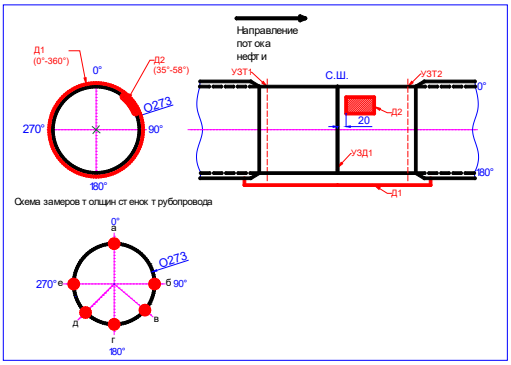


Рисунок 2 – Схема расположения дефекта при ДДК №2



Рисунок 3 – Вмятина на расстоянии 20 мм от поперечного сварного шва (l=80 мм, b=50 мм, h=2 мм, минимальная толщина стенки в зоне дефекта 9,3мм)

В рамках практической реализации нескольких проектов по комплексному диагностированию подземных трубопроводов применение приборного обследования определения мест проведения ДДК со вскрытием грунта подтвердило свою обоснованность. Принцип выполнения ДДК при наличии приборного подтверждения в выборе мест для шурфования повышает качество результатов обследования относительно традиционного метода выбора основываясь на косвенные признаки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534

2. РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

УДК 622.691.4

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ ПО ПОДВОДНЫМ ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

М.Е. Сторожева, СахГУ, г. Южно-Сахалинск,
А.Е. Сторожева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

При обустройстве морских месторождений углеводородов возможно применение многофазной (двухфазной) транспортировки продукции, так как в этом случае система транспортировки требует меньших капитальных и эксплуатационных затрат (за счет снижения капитальных вложений на оборудование для подготовки продукции на платформах).

Критически важную роль в вопросе многофазной транспортировки продолжает играть выработка мер по борьбе с возможными осложнениями, поэтому проведение тщательных расчетов и оценок для сведения к минимуму рисков без ущерба другим аспектам обустройства месторождения является насущной необходимостью. При этом необходимо учитывать особенности морской трубопроводной системы, такие как глубина моря на месте расположения сборного манифольда; длина, диаметр и профиль трассы морского многофазного трубопровода и состав транспортируемой многофазной смеси. Также необходимо определить характер движения двухфазного потока по трубопроводу, структурные формы газожидкостного потока, с последующим определением конечного давления и температуры на выходе из трубопровода. Кроме многообразия форм течения, турбулентный поток двухфазной жидкости характеризуется значительными колебательными движениями и продолжительными пульсациями давления, которые во много раз превышают таковые при однородном турбулентном потоке.

Отметим, что существуют две принципиальные схемы обустройства морских месторождений с транспортом многофазного флюида на берег. Первая схема предусматривает установку платформы, вторая схема предусматривает полностью подводное обустройство. Обе эти схемы на сегодняшний день реализованы при освоении месторождений нефти и газа на шельфе острова Сахалин.

При подводном обустройстве газоконденсатного месторождения транспортирование смеси от сборных манифольдов систем подводной добычи до

точки приема на береговом технологическом комплексе должно происходить с учетом следующих требований:

1) с минимальными гидравлическими потерями в трубопроводах и обеспечением максимального использования пластовой энергии;

2) с обеспечением устойчивого и равномерного выноса газоконденсатной продукции из подводных трубопроводов в течение как можно более продолжительного периода разработки месторождения.

В работе исследована проблема обеспечения транспортировки многофазной продукции при освоении морских месторождений углеводородов, которая является комплексной. От ее эффективного решения зависит не столько надежная работа оборудования, но и сроки проведения различных технологических операций. Многофазный поток требует тщательного контроля, анализа и управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сторожева, А. Е. Надежность и риски подводного многофазного трубопровода / А. Е. Сторожева, М. Е. Сторожева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 11(119). – С. 76-81.
2. Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и подводных трубопроводах [Электронный ресурс]: учебное пособие / Ю.Д. Харченко, А.И. Гриценко. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 401 с.
3. Никитин Б.А., Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Часть 1: Предынвестиционная и инвестиционная стадии: Учебное пособие. –М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 335 с.

УДК 621.642.3

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ЗАКЛАДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Ж.Ж. Турсунбаев, Р.Н. Кунафин
УГНТУ, г. Уфа

Очистка резервуаров от донных отложений является трудоемкой и опасной технологической операцией, зачастую с использованием большого количества ручного труда, с нахождением работников во взрывоопасной среде.

Решением этих проблем может оказаться применение закладных конструкций в виде лент. Конструкция представляет собой длинные ленты, изготовленные из достаточно гибкого материала. Длина полос должна быть достаточной для будущей очистки днища резервуара от отложений.

Принцип работы заключается в «выскребании» донных отложений лентой. Для этого используются лебедки и тросы. Лебедки должны быть установлены снаружи резервуары, а тросы поданы к лентам через сальник в стене или люке резервуара. Скребок самой отдаленной частью крепится к тросу, а самыми приближенными частями закреплен к стенке резервуара. Привод лебедок подает натяжение на тросы, и они вытягивают очистные элементы через люк. Очистные элементы, в свою очередь, выталкивают отложения за пределы резервуара. Необходимо оценить требуемые усилия на тросах конструкции.

Расчет необходимого тягового усилия произведем с допущением, что донные отложения можно принять за грунт с углом внутреннего трения $\varphi = 15°$.

За основу расчета возьмем пункт «Устойчивость жестких сооружений» из [1], расчетная схема представлена на рис.1.

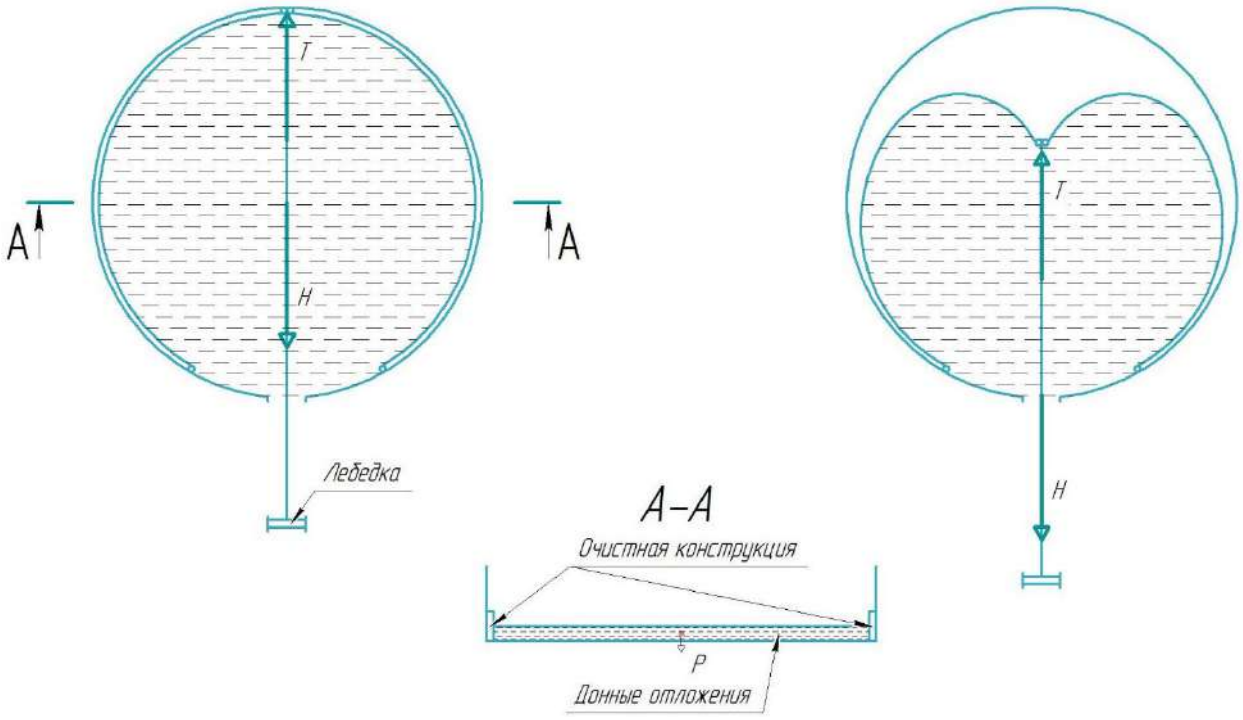


Рисунок 1 – Расчетная схема

Удерживающая сила T будет равна:

$$T = P \cdot tg\varphi$$

где P – вертикальная составляющая силы, действующей на тело;

φ – угол внутреннего трения.

Примем следующие характеристики для расчета донных отложений:

$\rho = 920\frac{кг}{м^3}$ – плотность донных отложений.

Резервуар – РВС-1000, с внутренним диаметром стенки d = 10430 мм. Высоту отложений примем 200 мм.

Объем отложений составит 17,1 кубометра, а сила тяжести – 154 кН.

Удерживающая сила T:

$$T = 154143{,}5 \cdot 0{,}2679 = 41302 \text{ Н}$$

Определим необходимые сдвигающие силы Н как равные удерживающим с 15% запасом, тогда получим, что Н = 47,5 кН.

По ГОСТ 3077-80 подберем необходимые тросы для данных тяговых усилий. Выберем два каната диаметром 6,4 мм с разрывным усилием 23,8 кН.

Таким образом, данная технология позволит уменьшить время простоя резервуара за счет повышения скорости выполнения очистных работ, уменьшит количество опасного и вредного ручного труда. В приведенном примере расчетов мы получили, что для очистки РВС-1000 с высотой донных отложений вплоть до 200 мм, нам будет достаточно 2 канатов диаметром 6,4 мм подобранных по ГОСТ 3077-80.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986, 224 с.

УДК 622.279.72

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ МОДЕЛЕЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ГАЗОКОНДЕНСАТОДОБЫВАЮЩЕГО ПРОМЫСЛА

Р.Н. Хайрисламова, П.В. Виноградов
УГНТУ, г. Уфа

При разработке газоконденсатных месторождений в потоке скважинной продукции может наблюдаться влага как конденсационной, так и иной природы. Основные причины наличия влаги в потоке – это смещение условий фазового равновесия в соответствии с термобарической картиной в сети, либо вынос пластовой воды. Последовательное насыщение природного газа при относительно высоких значениях давления и постепенно снижающейся по системе сбора температуре может привести к образованию твердых физико-химических соединений воды и углеводородов в газообразной фазе – газовых гидратов.

По своей природе газовые гидраты могут иметь структуры различных типов, но для газоконденсатного промысла характерны гидраты структур типа I и II. В настоящее время нет единой универсальной методики, позволяющей одинаково точно предсказывать условия образования гидратов всех типов, особенно при наличии конденсата в составе продукции. Однако имеется целый ряд методик расчета условий образования гидратов структур I и II и прогнозирования скорости их нарастания, которые являются потенциально достаточно точными при определенных термобарических условиях.

В рамках работы был выполнен качественный сравнительный анализ методов и инструментов для расчёта основных параметров гидратообразования, выявлены их положительные и отрицательные стороны. Сравниваемые модели, а также результаты сравнения моделей гидратообразования отражены в таблице 1. Сравнение велось по четырем основным параметрам:

– взаимодействие с потоком;
– нестационарная модель – способность модели предсказывать динамику развития гидрата, интенсивность его нарастания и т. д.;
– прогнозирование мест образования гидратов – способность инструмента давать оценку по месту системы, где наиболее вероятно появится начальная стадия гидратов;
– вариация уравнений состояния.

Большинство существующих моделей нацелены только на термодинамическое определение условий образования гидратов: определение граничных кривых *T-p*, при пересечении которых начинается выпадение гидратов. Такие модели представлены, например, в различных PVT-симуляторах типа PVTSim и Multiflash. Количество образовывающихся гидратов рассчитывается на основе базовых зависимостей химической термодинамики с привлечением определенных эмпирических констант. При этом не учитываются эффекты потока: скорости фаз, интенсивность турбулентности, неравновесный теплообмен. Оценка приблизительного места образования гидратов возможна с использованием про-

граммных продуктов (симуляторов потока): Schlumberger PIPESIM, ASPEN Hysys или Schlumberger OLGA. Стоит отметить, что все симуляторы потока в той или иной степени в основе моделей образования гидратов также используют стандартные термодинамические модели, расширяемые определенным зависимостями, позволяющими захватить особенности взаимодействия с потоком. Наиболее сложной является модель, представленная в программном комплексе Schlumberger OLGA, позволяющая не только оценивать отмеченные эффекты, но и рассчитывать динамику развития гидрата и его влияние на поток.

Таблица 1 – Сравнение моделей гидратообразования

Модель	Взаимодействие с потоком	Нестационарная модель	Прогнозирование мест образования гидратов	Вариация уравнений состояния
СТО Газпром [1]	-	-	-	-
Aspen HYSYS [2]	+	-	+	+/-
Schlumberger OLGA [3]	+	+	+	+/-
Schlumberger PIPESIM	+	-	+	+/-
PVTSim\ Multiflash	-	-	-	+

На основе выполненного анализа можно сделать вывод, что наиболее универсальной моделью расчета гидратов является модель, используемая в составе Schlumberger OLGA.

СПИСОК ИСПЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. СТО Газпром 2-3.3-1242-2021. Методика расчета норм расхода химических реагентов для газодобывающих дочерних общества ПАО «Газпром» / Санкт-Петербург: Газпром экспо, 2021. - 82 с.
2. Parrish W. R., Prausnitz J. M. Dissociation pressures of gas hydrates formed by gas mixtures //Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development. – 1972. – Т. 11. – №. 1. – С. 26-35
3. Zerpa L. E. et al. Overview of CSMHyK: A transient hydrate formation model //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Т. 98. – С. 122-129

УДК 620.164.3

ВЛИЯНИЕ ВНУТРЕННИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СОБСТВЕННЫЕ КОЛЕБАНИЯ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

В.Е. Чанчина, А.Е. Кондратьев
КГЭУ, г. Казань

В современном мире трубопроводные системы являются главным источником и способом транспортирования нефти, газового конденсата, газа, воды в нефтяной и газовой промышленности [1].

Для снабжения энергообъектов технологической водой используют природные воды, содержащие различные примеси. Остаточные содержания таких примесей при эксплуатации оборудования могут приводить к возникновению коррозии и отложений в трубопроводах.

В данной работе рассмотрен карбонат кальция отложение на стенках трубопровода. Образование такого типа отложения может приводить к медленному снижению расхода на участках трубопроводы, что влечёт за собой снижение теплоотдачи [2].

Для технической диагностики энергетических трубопроводов применяется метод колебаний, а именно: в объекте контроля возбуждаются вибрационные колебания, далее их параметры анализируют в некотором удалении от точки возбуждения. В этом случае вибрационный сигнал записывают с помощью пъезоэлектрического датчика с последующим преобразованием в спектр. Далее происходит сравнение спектров с помощью нескольких критериев, предполагается, что бездефектное изделие (в данном случае отсутствие отложений) не должно сильно изменить параметры спектра. Напротив, наличие дефекта (солевые отложения) приведут к нарушению однородности спектра, например, вызове затухание некоторых мод колебаний [3].

Цель исследования заключается в построении математической модели стального трубопровода без отложений и с кальциевыми отложениями различной толщины на его внутренних стенках, проведении модального анализа собственных колебаний стального трубопровода, для расчета выбран отрезок стальной трубы со следующими характеристиками: 165х5,5 мм в соответствии с требованиями ГОСТ 3262-75 «Трубы стальные водогазопроводные» [4].

Проведено два этапа исследования в программе конечно-элементного анализа ANSYS:

1. расчет собственных частот стального трубопровода без отложений. Количество ячеек и узлов начальной расчетной сетки составило 10302 и 68293 соответственно, размер ячеек был взят 0,02;

2. расчет собственных частот пяти моделей отрезка трубы с внутренним кальциевым слоем следующих толщин: 2 мм, 4 мм, 6 мм, 8 мм, 10 мм.

Анализ полученных результатов показал, что частоты собственных колебаний трубопровода без отложений и с кальциевыми отложениями изменяются в сторону увеличения значения [5].

Практическая значимость исследования: нахождение обусловленности степени влияния внутренних отложений различной толщины на собственные колебания трубопроводов. Данная проблематика может существенно повысить достоверность вибрационной диагностики заглубленных коммуникаций, упростить работы по ее организации, а также позволит устанавливать долгосрочные прогнозы эксплуатации трубопроводов.

Для наглядности на рисунке 1 представлен график частот собственных колебаний шести моделей трубопроводов.

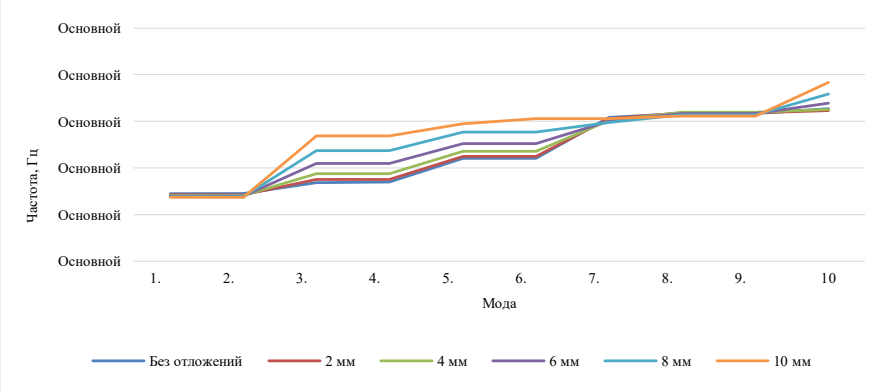


Рисунок 1 – Анализ собственных частот трубопровода

На рисунке видно, что наиболее информативным диапазонам частот собственных колебаний является интервал от 600 до 1500 Гц, где отложения с более большой величиной приводят к наибольшим отклонениям собственной частоты колебания. Частотные диапазоны до 600 Гц и более 1500 Гц находятся вне информативной зоны. Полученные параметры позволяют с помощью фильтров исключить неинформативные зоны и таким образом повысить чувствительность диагностической системы виброконтроля и достоверность полученных результатов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В. Е. Чанчина, С. О. Гапоненко, А. Е. Кондратьев [и др.] / Применение методов математического моделирования для определения влияния грунта на частоты собственных колебаний трубопроводов // Надежность и безопасность энергетики. – 2021. – Т. 14, № 2. – С. 142-147. – DOI 10.24223/1999-5555-2021-14-2-142-147.
2. Чанчина В.Е., Гапоненко С.О. / Метод вынужденных колебаний при анализе возможного влияния грунтов различного типа на собственные колебания трубопровода // В сборнике: Тинчуринские чтения - 2023 "Энергетика и цифровая трансформация". Материалы Международной молодежной научной конференции. В 3-х томах. Под общей редакцией Э.Ю. Абдуллазянова . Казань, 2023. С. 467-470.
3. S. O. Gaponenko, A. E. Kondratiev / Device for Calibration of Piezoelectric Sensors // International Conference on Industrial Engineering, ICIE 2017, Saint-Petersburg, 16–19 мая 2017 года. – Saint-Petersburg, 2017. – P. 146-150. – DOI 10.1016/j.proeng.2017.10.451.
4. S.A. Nazarychev, S.O. Gaponenko, A.E. Kondratiev / Determination of informative frequency ranges for buried pipeline location control // Helix, vol. 8(1), 2481-2487 (2017).
5. S. A. Nazarychev, S. O. Gaponenko, A. E. Kondratiev, R. Z. Shakurova / Acoustic-resonance method for control of the location of hidden hollow objects // Journal of Physics: Conference Series : Scientific Technical Conference on Low Temperature Plasma During the Deposition of Functional Coatings, Kazan, 05–08 ноября 2018 года. Vol. 1328. – Kazan: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012054. – DOI 10.1088/1742-6596/1328/1/012054.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНУТРЕННИХ ПОКРЫТИЙ ТРУБ ПРЕДОТВРАЩАТЬ ОСАЖДЕНИЕ АСПО

А.М. Шакиров
УГНТУ, г. Уфа

В связи со значительным увеличением доли высоковязких и высокозастывающих нефтей в общем объеме нефтедобычи особенно актуальным является решение основных проблем, возникающих при добыче, транспортировке и хранении таких нефтей, связанных с их малой подвижностью, высокими температурами застывания, вязкостью, а также образованием большого количества нефтяных отложений (асфальтосмолистых отложений - АСПО) на поверхностях нефтепромыслового оборудования.

В настоящее время отсутствует стандартизованная методика, позволяющая оценивать возможность различных покрытий предотвращать или минимизировать отложение АСПО на внутренней полости труб. Эффективность покрытий оценивается в результате опытно-промысловых испытаний (ОПИ) скважин и трубопроводов с покрытиями на месторождениях.

Целью данной работы является разработка методики для проведения лабораторной оценки способности внутреннего покрытия труб препятствовать отложению АСПО и возможности применения того или иного покрытия в условиях месторождений с учетом их специфики физико-химических свойств углеводородов, сокращение внедрения новых защитных покрытий в производственные процессы за счет отказа от проведения длительных ОПИ в пользу лабораторных испытаний.

При выполнении данной работы необходимо провести обзор научно-технической литературы и данных открытых источников в области применения защитных покрытий в трубах для предотвращения или минимизации отложений АСПО, рассмотреть опыт применения в отрасли труб с внутренним покрытием для защиты от негативного влияния АСПО, выполнить анализ физико-химических свойств покрытий труб, участвующих в промышленном применении, изучить механизмы и факторы, влияющие на условия отложения АСПО на защитном покрытии и их эффективность.

На основе анализа собранных данных и проведенных расчетов необходимо разработать программу лабораторных испытаний труб с внутренним покрытием. Для оценки эффективности ВП предотвращать осаждение АСПО предложен упрощенный метод «холодного стержня» на установке «холодный стержень» (рисунок 1). В результате измерений на данной установке предполагается сопоставление с данными, полученными в ходе экспериментов на циркуляционном стенде.



Рисунок 1 – Установка «холодный стержень»

Циркуляционный стенд является наиболее информативным, так как позволяет воссоздать условия транспорта флюида как со скважины, так и по трубопроводу максимально приближенные к реальным. Но данный стенд имеет ряд недостатков: это высокая стоимость работ, единичные экземпляры, необходимость большого объема скважинной продукции для испытаний. Поэтому в данной работе предполагается разработать методику испытаний покрытий труб с применением установки «холодный стержень», как более простой и относительно дешевой, с возможностью использования флюида в минимальном количестве.

Важным моментом при проведении испытания внутренних покрытий на предотвращение отложений АСПО является подбор оптимальных температурно-временных условий. По результатам измерений будут сопоставлены данные лабораторных исследований с применением установки «холодный стержень» и циркуляционной установки. На основе проведенных сравнительных испытаний упрощенным методом «холодного стержня» и более сложным дорогостоящим методом с использованием циркуляционного стенда можно будет сделать выводы - насколько будут сопоставимы результаты при ранжировании покрытий труб с покрытиями по их эффективности и на этом основании разработать методику оценки эффективности внутренних покрытий труб предотвращать осаждение АСПО с применением установки «холодный стержень».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.В. Богатов, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин, Д.В. Берков. Связь геометрических и физических свойств покрытий со способностью противостоять образованию асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, УДК 620.162. 2020. –2 с.

2. Буймов К.С. Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири // УДК 622.276.72(571.1) (URL: https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/61681/1/TPU943772).

УДК 622.692.4

СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕМОНТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ МИНИМИЗАЦИИ СОВОКУПНОЙ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ

Д.А. Шамбазов
УГНТУ, г. Уфа

Основными издержками при эксплуатации промысловых трубопроводов является стоимость устранения последствий их высокой аварийности, поэтому для максимальной эффективности использования денежных средств необходима система, которая будет находить баланс между стоимостью эксплуатации трубопровода и стоимости его ремонта. Эффективное управление этими издержками становится ключевым фактором для обеспечения безопасности, надежности и экономической эффективности работы промысловых трубопроводов.

По результатам работы была создана программа и ее вариации. Программа высчитывает совокупную стоимость владения трубопроводов в период 20 лет и выдает рекомендованный год и вид необходимого ремонта. По виду ремонты классифицируются на текущий, капитальный и реконструкцию. Вариации программы включают в себя ограничения на количество допустимых аварий в течение года и длины трубопроводов.

Исходными данными для расчетов являются удельные параметры трех обществ групп: АО «Самотлорнефтегаз», ПАО АНК «Башнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз». Эти параметры включают в себя данные о трубопроводах: наименование участка, длина, срок эксплуатации, стоимость текущего, капитального ремонта и реконструкции для конкретного участка, стоимость проектно-изыскательных работа, материально-технического ресурса, строительно-монтажных работ, перебазировки техники, аренды земли и затраты на ликвидацию дефектов. Использовалась модель удельной прогнозируемой аварийности, разработанной в компании ООО «РН-БашНИПИнефть». Так же для определения минимальной ССВ используется параметр дисконтирования затрат, графическое представление используемого алгоритма приведен на рисунке 1 [1].

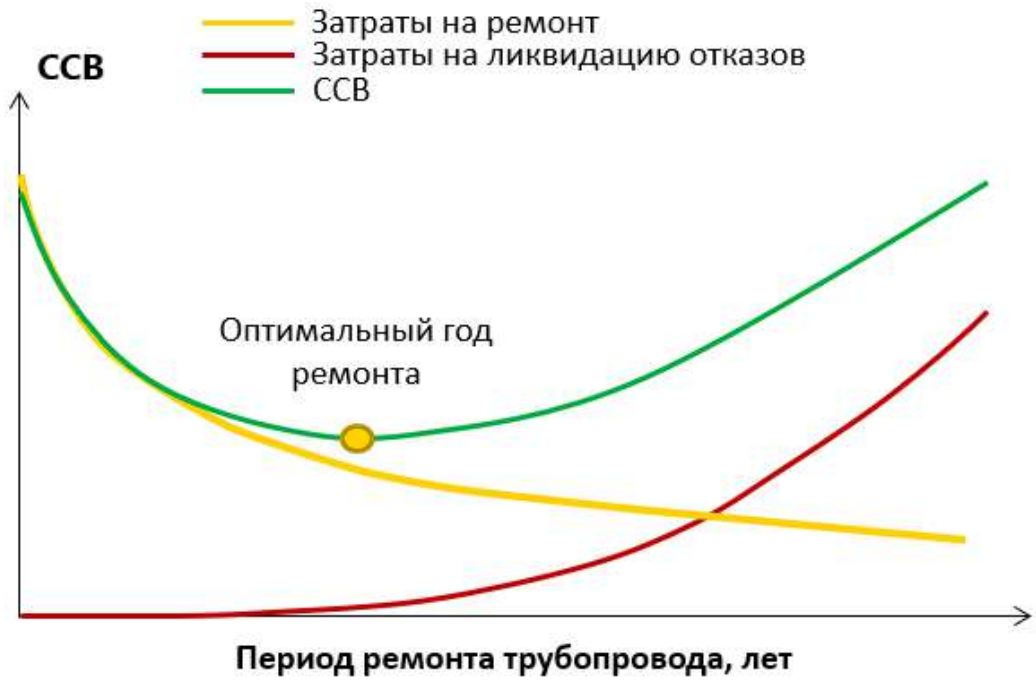


Рисунок 1 – Графическое представление выбора оптимального года ремонта трубопровода

В программе предусмотрена оптимизация сроков ремонта, для учета возможности единовременного ремонта трубопроводов, подходящих под следующие критерии: секции трубопровода относятся к одному трубопроводу, находящихся друг от друга в пределах 2 секций, секции проложены в одном технологическом коридоре, срок ремонта одной из секции не более 5 лет. Общий алгоритм представлен на рисунке 2.

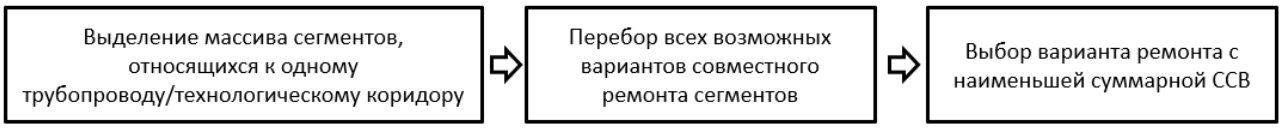


Рисунок 2 – Алгоритм оптимизации сроков ремонта

Данная программа обеспечивает экономическую выгоду и повышает уровень безопасности и надежности промысловых трубопроводов, что является важным аспектом в индустрии нефти и газа. Это инновационное решение способствует сбалансированному и долгосрочному управлению трубопроводными системами, что важно как с точки зрения бизнеса, так и с точки зрения экологии и общественной безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет «РН-БашНИПИнефть» о научно-исследовательской работе «Разработка алгоритмов и программных модулей для системы мониторинга технологического состояния промысловых трубопроводов». – Уфа.: РН-БашНИПИнефть, 2021. – 83 с.

УДК 541.1.

О МЕХАНИЗМЕ РАСТВОРИМОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ

С.А. Шуткова, БашГАУ, г. Уфа
М.Ю. Доломатов, УГНТУ, г. Уфа

Применение органических растворителей для удаления асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) является одним из самых распространенных методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки высокосмолистых нефтей. Наиболее высокомолекулярной и малорастворимой частью АСПО являются асфальтены и тяжелые смолы, которые относятся к классу асфальто-смолистых веществ (АСВ). Несмотря на определенные результаты, проблема направленного подбора растворителя с учетом природы нефти и АСПО в конкретных условиях далека от разрешения. В настоящее время выбор растворителей АСПО, как правило, проводится полуэмпирически. Авторами работ [1,2] был проведен анализ эффекта зависимости растворимости асфальтенов от ПИ растворителя по имеющимся литературным и экспериментальным данным. Процесс растворения можно объяснить формированием донорно-акцепторных комплексов с участием электроноакцепторных компонентов асфальтенов и молекул растворителя.

В работе М.Ю. Доломатова, И.Р. Хайрудинова [3] было впервые установлено, что при обработке асфальтенов, выделенных из различных высококипящих фракций западносибирской нефти различными органическими растворителями, выполняется специфическая зависимость массы растворенных асфальтенов от ПИ растворителя. М.Ю. Доломатовым, А.Г. Телиным и Н.И. Хисамутдиновым термодинамическим путем получена изотерма растворимости [4].

Авторами [5], исходя из представлений об образовании молекулярных комплексов через перенос заряда в системе асфальтен-сольвент, предложено уравнение для изотермы растворимости АСВ. В результате алгебраических преобразований изотермы растворимости получили линейную эмпирическую зависимость:

$$\ln A = a\left(\frac{\overline{W}_A - I_S}{RT}\right) + b, \qquad (1)$$

где А - растворимость; $\overline{W}_A$ – эффективное СЭ асфальтенов; I_S – средний ПИ сольвента; коэффициенты a = 1,8669 моль$^{-1}$, b = 9,4387.

Данная зависимость применена нами для оценки растворимости асфальтенов гудрона западносибирской нефти и асфальтенов западносибирской нефти (табл. 1). В качестве растворителей использовали бензол (I_S=9,24 эВ), толуол (I_S=8,82 эВ), ацетон (I_S=9,69 эВ), изопропиловый спирт (I_S=10,12 эВ) и н-гексан (I_S=10,17 эВ).

Для проведения экспериментов по выделению и разделению асфальтенов была использована методика И.Р. Хайрудинова. Изучен электронный абсорбционный спектр раствора асфальтенов в толуоле в видимой и УФ-области (280-780

нм). Значение эффективного сродства к электрону $\overline{W}_A$ асфальтенов исследованных образцов определено методом электронной феноменологической спектроскопии (табл.1). Значение эффективного сродства к электрону асфальтенов исследованного образца асфальтенов гудрона западносибирской нефти составляет 1,80-1,85 эВ; образца асфальтенов деасфальтизации – 1,66-1,84 эВ.

Таблица 1 - Оценка растворимости молекулярных фрагментов нефтяных асфальтенов с различной электронной структурой

Асфальтены	$\overline{W}_A$, эВ	Растворимость, масс. %				
		бензол I_S=8,82 эВ	толуол I_S=8,82 эВ	ацетон I_S=9,69 эВ	изопропиловый спирт I_S=10,12 эВ	н-гексан I_S=10,17 эВ
Асфальтены гудрона	1,80-1,85	46,05-47,82	63,31-65,64	32,80-34,06	23,72-24,63	22,84-23,72
Асфальтены деасфальтизации	1,66-1,84	41,44-47,46	56,88-65,14	29,52-33,81	21,35-24,45	20,56-23,54

Результаты расчетов молекулярных фрагментов показали (табл. 2), что растворимость образцов в бензоле составляет 41,44-47,82 масс.%, толуоле – 56,88-65,64 масс. %, в ацетоне – 29,52-34,06 масс.%, в изопропиловом спирте – 21.35-24,63 масс.%, в н-гексане – 20,56-23,72 масс.%..

Таким образом, наибольшее значение растворимости образцов нефтяных асфальтенов получено для толуола, что полностью соответствует эксперименту. Исследования показывают, что наибольшее значение растворимости образцов нефтяных асфальтенов снижается с увеличением ПИ растворителя. Наибольшее значение получено для толуола (ПИ=8,82 эВ), а наименьшее у н-гексана (ПИ=10,17 эВ), что полностью соответствует эксперименту [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Доломатов М.Ю. Донорно-акцепторные свойства и растворимость асфальто-смолистых веществ/ М.Ю. Доломатов, М.К. Рогачев, М.Б. Касьянова // Башкирский химический журнал. - 2001. - Т. 8. - №5. - С. 12-21.

2. Хайрудинов И.Р., Доломатов М.Ю., Унгер Ф.Г. Донорно-акцепторные комплексы и растворимость асфальтенов. – Уфа: БашНИИ НП, 1985. – 10 с.

3. Варфоломеев Д.Ф., Доломатов М.Ю., Хайрудинов И.Р., Унгер Ф.Г. К вопросу о донорно-акцепторных взаимодействиях при растворении асфальтенов. // Достижение в исследовании высокомолекулярных соединений нефти: Тез. Докл. Всес. Совещения. – Томск: ТФ СО АН СССР. 1986. – 11 с.

4. Доломатов М.Ю., Телин А.Г., Хисамутдинов Н.И Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальто-смолистых веществ. - М.: ЦНИТЭНефтехим. - 1991. - 47 с.

5. Патент РФ RU№2439127 C1 Дезорцев С.В., Доломатов М.Ю., Шуткова С.А. Способ получения асфальтенов.

УДК 622.276

СПОСОБ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ МАГНИТНЫХ ПОМЕХ, СОЗДАВАЕМЫХ СОСЕДНИМИ ТРУБАМИ

И.И. Галлямов, Л.Ф. Юсупова, Е.Г. Шагалеева
Институт нефти и газа ФГБОУ ВО в г. Октябрьском

Приборы и принадлежности: магнитометр POS-1, трассоискатель «Абрис» катушка индуктивной связи.

На старых месторождениях нефти и газа много участков, в которых трубы расположены параллельно друг другу. Тут же могут быть кабели электропитания. Расстояние между ними может доходить до одного метра. В связи с указанным выше, довольно трудно отслеживать обследуемую трубу при исследовании магнитных полей рассеивания при решении дефектоскопической задачи.

В тезисах доклада представлен способ определения необходимой трубы из семейства местоположения параллельных труб.

Суть способа поясним, используя рисунок 1. Вариации магнитного поля подчиняются закону Био-Савара-Лапласа [1]. Это обстоятельство дает возможность уподобить трубу проводнику, по которому течет электрический ток. Это справедливо, поскольку на трубопроводах используется электрохимическая защита. Огибающая магнитного поля в плоскости перпендикулярном трубе представлена на рисунке 2.

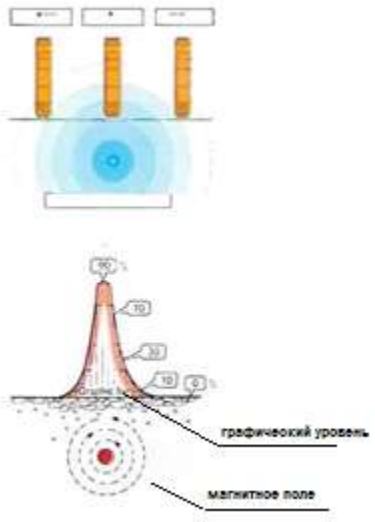


Рисунок 1 – Магнитное поле рассеяния вблизи одиночной подземной металлической трубы

В реальном случае в плоскости, перпендикулярной оси трубопроводов, наблюдаются чередующиеся горбы и впадины, образованные магнитными полями параллельно расположенных труб.

Для этого, чтобы отследить и произвести измерения индукции магнитного поля интересующей нас трубы и не перепутать с такими же полями соседних труб, мы предлагаем способ, который поясняется рисунком 3.

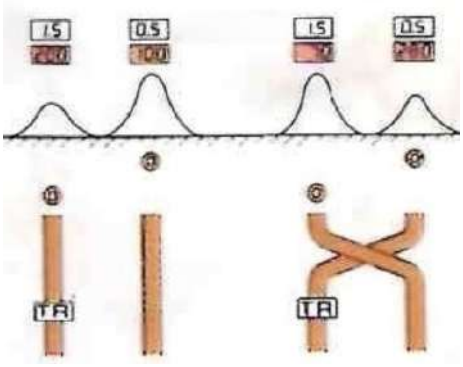


Рисунок 2 – Возможные расположения на местности труб и кабелей электропитания

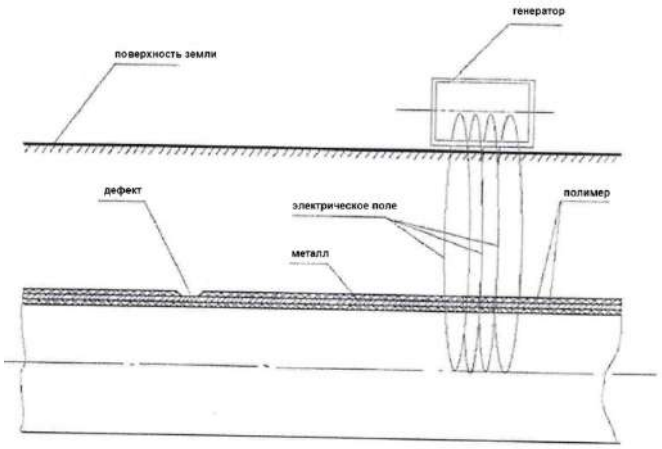


Рисунок 3 – Схематическое представление активизации магнитного поля рассеяния
с помощью катушки индуктивной связи

Генератор по катушке индуктивности пропускает переменный электрический ток. Рамка, расположенная на поверхности земли в плоскости трубы, генерирует электродвижущую силу на исследуемой трубе значительно большую, чем на соседних трубах. Таким образом, максимальная величина индукции магнитного поля [2] может быть отслежена с помощью проведения магнитной съемки. На соседних трубах подобная величина индукции магнитного поля, если сработала индуктивная связь, менее значительна. Таким образом, реализуется поставленная в этой работе задача.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Галлямов И. И. Теоретические основы и некоторые приложения механики сплошных электромагнитных сред: монография / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – 128 с.

2. Галлямов И. И. Современное состояние магнитных съемок околотрубного пространства при диагностировании внутрипромысловых трубопроводов / И. И. Галлямов, Л. Ф. Юсупова // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 36-39.

УДК 623.485.7

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПОМОЩИ ГЛИНЯНОЙ ПРОБКИ ВО ВРЕМЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

К.В. Янбарисова, Р.А. Фазлетдинов
УГНТУ, г. Уфа

При выполнении ремонтных работ на трубопроводе, герметизация является процедурой существенной важности. Однако, несмотря на ее значимость, следует учитывать возможность негативного влияния остатков герметизатора на качество продукта, находящегося внутри трубы.

В данной работе рассмотрен способ герметизации с помощью глиняной пробки. По окончании работ, а точнее, сварки ремонтных участков, после их возобновления, глина вымывается продуктом.

Для восстановления качества продукта, ухудшающегося в процессе очистки, должны присутствовать мероприятия по исключению изменения его состава. Мероприятия обязаны предусматривать выделение свободных резервуаров для локализации некондиционного продукта, организацию дополнительного контроля качества, а, также, изменение композиционного состава герметика.

Для того, чтобы изначально избежать потери качества, нужно: избавиться от крупнодисперсных частиц глины, она должна составляться в лабораторных условиях с предварительным растворением и фильтрацией. Данный способ приготовления глиняных пробок можно осуществить с помощью подачи глины и воды в мельницу самоизмельчения, причем перед подачей в мельницу глину обезвоживают до влажности на 1-3% ниже нижнего предела пластичности. В этом интервале влажностей процесс самоизмельчения осуществляется наиболее эффективно за счет перевода обезвоживанием материала из вязко-пластичного в твердое или полутвердое состояние.

При недоступности составления пробки данным методом, необходима установка оснащения для фильтрации продукта. Осуществляется этот способ пропуском очистных устройств с низкочастотными передатчиками. Достоинством установки очистного устройства является удаление из трубопровода не только загрязнений, но и воздуха, этим самым данный метод исключает необходимость установки воздухоспускных кранов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.

УДК 621.642.3

ОБОСНОВАНИЕ СКОРОСТНЫХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ ИЗ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ

А.И. Ярмухаметов, П.В. Виноградов
УГНТУ, г. Уфа

Транспортировка углеводородов, таких как нефть и газ, играет важную роль в мировой экономике. Для эффективной доставки и распределения этих ресурсов чрезвычайно важно обеспечить надежность и эффективность промысловых трубопроводов. В последние десятилетия полимерно-армированные трубы стали популярным выбором для строительства трубопроводов благодаря своей прочности и долговечности. В данной работе мы рассмотрим проблему обоснования скоростных режимов транспортировки углеводородов по таким трубопроводам и предложим решения, которые позволят оптимизировать этот процесс.

Анализ текущей ситуации.

Для понимания необходимости обоснования скоростных режимов транспортировки углеводородов через полимерно-армированные трубопроводы, необходимо рассмотреть текущую ситуацию. Трубопроводы, выполненные из полимерно-армированных материалов, имеют ряд преимуществ, таких как высокая стойкость к коррозии, низкий вес и долговечность. Однако, определение оптимальной скорости транспортировки по таким трубопроводам является сложной задачей.

Факторы, влияющие на скоростные режимы. Для обоснования скоростных режимов транспортировки углеводородов по промысловым трубопроводам из полимерно-армированных труб, необходимо учесть ряд факторов:

1. Тип транспортируемого углеводорода: разные углеводороды требуют разных скоростей транспортировки. Например, сырая нефть и конденсат могут иметь разные требования к скорости передачи.

2. Температура и давление: эти параметры оказывают существенное воздействие на свойства полимерно-армированных труб. Высокие температуры и давления могут потребовать более низких скоростей транспортировки, чтобы предотвратить деформацию трубопроводов.

3. Географические особенности: рельеф местности и климатические условия могут также повлиять на скоростной режим транспортировки.

4. Технические характеристики трубопроводов: размеры и материалы труб, а также методы монтажа и изоляции, влияют на возможные скоростные режимы.

Методика обоснования скоростных режимов.

Для эффективного решения проблемы обоснования скоростных режимов транспортировки углеводородов через полимерно-армированные трубопроводы, необходимо разработать методику, которая учитывает вышеуказанные факторы.

1. Определение типа углеводорода: важно определить свойства конкретного углеводорода, который будет транспортироваться. Это включает в себя физические и химические характеристики, которые могут влиять на скоростной режим.

2. Моделирование и тестирование: использование современных методов моделирования и тестирования поможет оценить, какие скоростные режимы безопасны для конкретных условий транспортировки.

3. Мониторинг и обслуживание: регулярный мониторинг состояния трубопроводов и их обслуживание позволяют выявлять проблемы в ранней стадии и предотвращать аварийные ситуации.

Преимущества обоснования скоростных режимов.

Обоснование скоростных режимов транспортировки углеводородов по промысловым трубопроводам из полимерно-армированных труб имеет несколько важных преимуществ:

- повышение безопасности: оптимальные скоростные режимы помогают предотвратить аварии и уменьшить риск утечек;
- экономия ресурсов: эффективное использование трубопроводов позволяет снизить энергозатраты и увеличить пропускную способность;
- увеличение срока службы: правильно подобранные скоростные режимы уменьшают износ материалов и продлевают срок службы трубопроводов, что сокращает необходимость частой замены и ремонта;
- соответствие нормативам: обоснованные скоростные режимы помогают соответствовать требованиям и стандартам в области безопасности и экологии, что важно для законодательных и регулирующих органов;
- увеличение производительности: оптимизированные скоростные режимы позволяют повысить производительность транспортировки углеводородов, что имеет прямое влияние на экономическую эффективность.

Систематическое обоснование скоростных режимов позволяет не только повысить безопасность транспортировки и сократить риски, но и обеспечить экономическую эффективность и увеличить срок службы трубопроводов. Этот подход важен как для компаний, занимающихся добычей и переработкой углеводородов, так и для общества в целом, так как он способствует устойчивому и безопасному энергетическому снабжению.

Поэтому разработка и реализация методики обоснования скоростных режимов должны быть важным приоритетом для предприятий и организаций, занимающихся транспортировкой углеводородов по промысловым трубопроводам из полимерно-армированных труб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Промысловые трубопроводы и оборудование / Ф.М. Мустафанов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2004. – 662 с.

СЕКЦИЯ
«НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ»

УДК621.042.3

ГИБРИДНЫЕ СИСТЕМЫ: ОБЪЕДИНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВОЛН И ПРИЛИВОВ С МОРСКИМИ НЕФТЯНЫМИ ПЛАТФОРМАМИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.А. Асылгареева, Р.М. Кучумова
УГНТУ, г. Уфа

Глобальный энергетический мир находится на перепутье, где императив устойчивого развития сходится с настойчивым требованием энергетической безопасности. В области морских нефтяных платформ, традиционно работающих на традиционном ископаемом топливе, поиск инновационных решений набирает обороты. Данное исследование направлено на изучение интеграции гибридных систем, в частности соединения энергии волн и приливов, в качестве преобразующего подхода к устойчивому производству электроэнергии в морских нефтяных нефтедобывающих установках.

Традиционная зависимость от ископаемого топлива для поддержания работы морских нефтяных платформ представляет собой двойную проблему. Во-первых, экологические последствия постоянного сжигания углеводородов значительно увеличивают выбросы углекислого газа в атмосферу, усугубляя экологический след отрасли. Во-вторых, прерывистость, присущая возобновляемым источникам энергии, в частности волнам и приливам, является существенным препятствием для обеспечения постоянного и надежного энергоснабжения, необходимого для работы на шельфе. Колебания в производстве энергии волн и приливов вызывают опасения в отношении стабильности работы, что сказывается на безопасности, эффективности и общей энергетической безопасности морских нефтяных платформ. Решение этих проблем является обязательным условием устойчивого развития нефтегазового сектора и требует инновационных решений, позволяющих совместить потребности отрасли в энергии с экологической ответственностью.

Применение современных систем накопления энергии, таких как литий-ионные аккумуляторы, позволяет эффективно накапливать избыточную энергию в периоды пиковой выработки. Затем эта накопленная энергия может плавно высвобождаться в периоды низкой выработки, смягчая прерывистый характер энергии волн и приливов. Статистический анализ показывает, что использование таких накопителей позволяет снизить колебания энергоснабжения до 30%, что повышает общую надежность энергоснабжения морских платформ [1].

Использование прогностического моделирования в сочетании с технологиями интеллектуальных сетей позволяет осуществлять мониторинг и адаптивное управление производством и потреблением энергии в режиме реального времени. Статистические алгоритмы предсказывают характер волн и приливов, оптимизируя использование энергии. Внедрение таких систем позволило на 25% повысить точность прогнозов производства энергии, обеспечивая более синхронное соответствие между наличием энергии и динамическими требованиями морских операций [2].

Важнейшее значение имеет разработка сложных систем управления, обеспечивающих плавное переключение между традиционными и возобновляемыми источниками энергии в зависимости от их наличия и спроса. Статистическое моделирование показывает, что такие адаптивные системы управления могут сократить время простоя из-за нехватки энергии до 20%, обеспечивая непрерывное и стабильное энергоснабжение морских нефтяных платформ [3].

Проведя более анализ можно составить диаграмму, которая демонстрирует преимущества инновационных методов (рисунок 1)

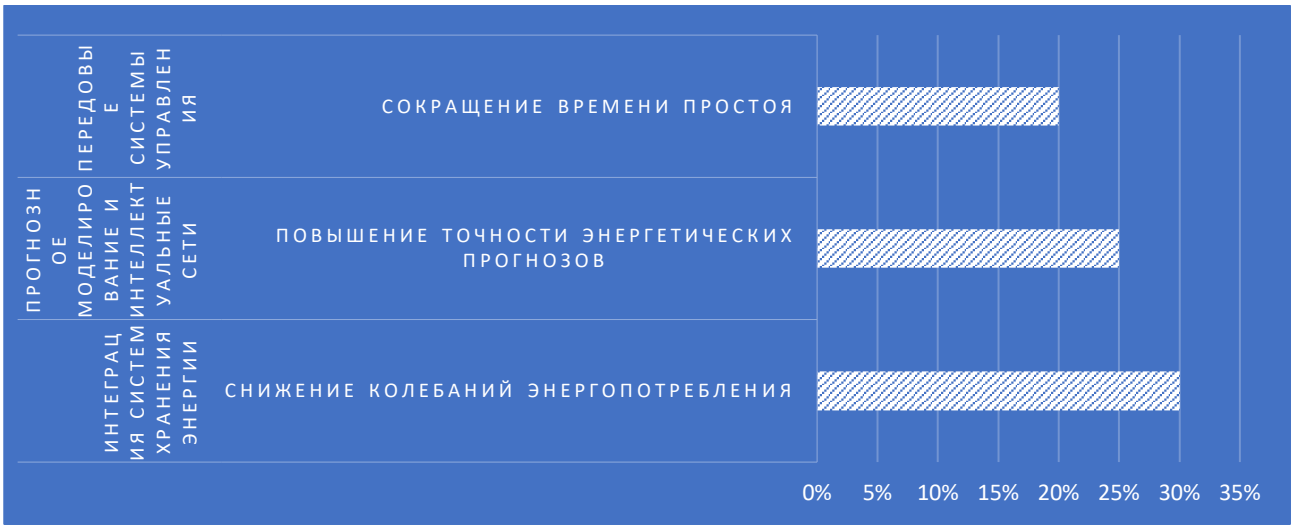


Рисунок 1 – Сравнительная диаграмма инновационных методов

Этот комплексный анализ позволяет определить конкретный вклад и эффективность каждого метода. Графическое представление отражает сравнительное влияние этих методов, помогая принимать обоснованные решения по оптимизации морских энергетических систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каманина, М. А. Перспективы применения систем накопления энергии / М. А. Каманина, А. М. Демидова, Д. О. Охлопков // Вестник науки. – 2023. – Т. 1, № 7(64). – С. 14-22. – EDN VMEOAU.

2. Каракаев, А. Б. Обзор исследований моделирования адаптивных систем автоматического управления компонентами электроэнергетических систем / А. Б. Каракаев, Г. А. Галиев // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2020. – Т. 12, № 1. – С. 139-153. – DOI 10.21821/2309-5180-2020-12-1-139-153. – EDN KSXDVK.

3. Елистратов, В. В. Научно-техническое обоснование и проектирование энергокомплексов на основе ВИЭ для сложных природно-климатических условий / В. В. Елистратов // Электричество. – 2023. – № 10. – С. 4-21. – DOI 10.24160/0013-5380-2023-10-4-21. – EDN RGZOCS.

УДК 697.9

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ БИОГАЗА В РБ

А.Ф. Баширова
УГНТУ, г. Уфа

Биогазовая энергетика – надежная и экономически выгодная альтернатива магистральному природному газу и централизованному энергоснабжению сельскохозяйственных предприятий. При переработке органических отходов на биогазовой станции можно получить несколько видов энергоресурсов: электроэнергию, тепло, газ, моторное топливо, а также независимость от растущих тарифов и возможных сбоев в поставках газа и электроэнергии.

Интенсивное развитие животноводства и птицеводства привело к появлению проблемы переработки сельскохозяйственных отходов. Между тем, энергетический потенциал переработки отходов достаточно высок. В условиях Башкортостана особенно перспективным направлением является переработка отходов агропромышленного комплекса. Суммарный годовой объем отходов отраслей птицеводства, свиноводства и разведения КРС в регионе превышает 15 миллионов тонн.

Интенсивное развитие животноводства и птицеводства привело к появлению проблемы переработки сельскохозяйственных отходов. Между тем, энергетический потенциал переработки отходов составляет более 200 МВт электрической мощности, 80 млн. кубометров биогаза в год. Производимых на территории региона отходов достаточно для самообеспечения всей инфраструктуры животноводческих и птицеводческих комплексов энергией, теплом, топливом, а также для получения собственных высококачественных органических удобрений, способных обеспечить высокие урожаи, восстановить урожайность почвы. Таким образом, природный потенциал Башкортостана достаточен для того, чтобы развивать возобновляемую энергетику. И биогазовые установки — отличное решение этой задачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергия биомассы: [Электронный ресурс]. 2023. Дата обновления: 23.10.2023. URL: http://altenergo.su/production/biomass-energy/. (дата обращения: 23.10.2023).

УДК 622.324.5

ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ ИЗ ГАЗОГИДРАТНЫХ СИСТЕМ С ПОМОЩЬЮ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

В.О. Богопольский, Ш.Ф. Агамалиев, А.К. Аскерли
АГУНП, г. Баку

Огромное количество энергии, заключённое в газогидратных океанических и арктических месторождениях, привело в последнее десятилетие к растущей потребности со стороны мировой энергетики и экологического сектора в исследовании добычи газа из газогидратов. Природные газогидраты, содержащие в основном метан (CH_4), рассматриваются как будущий потенциальный энергетический ресурс. Кроме того, секвестрация диоксида углерода (CO_2), т.е. газа, вызывающего глобальное изменение климата, потенциально может быть использована в методах повышения эффективности добычи газа и одновременного высвобожденияCH_4, заблокированного в газогидратных отложениях (рисунок 1).

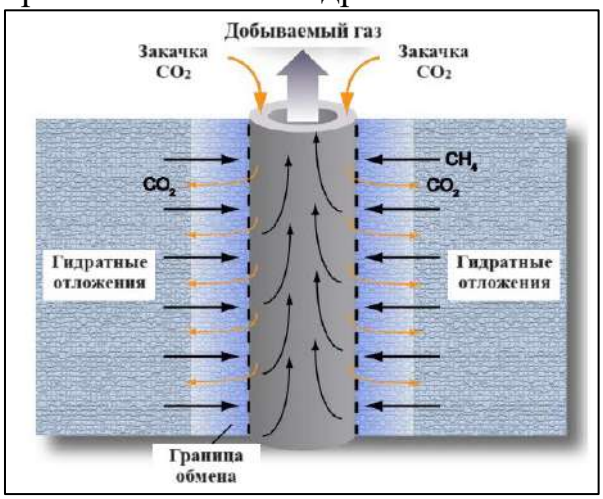


Рисунок 1 – Секвестрация CO_2 с обменом CH_4

В данном исследовании обсуждаются количественные эксперименты по изучению результатов возможной кинетики гидратного обмена между CH_4 и CO_2при закачке жидкого CO_2.

В общем случае экспериментальная система состоит из насоса высокого давления для непрерывной закачки жидкого CO_2 и поточного газового хроматографа для количественного определения CH_4, высвобождаемого при различных насыщениях гидратами CH_4.При этом чистоты CO_2 и CH_4 составляли соответственно 99,8% и99,95%.Гидрат CH_4, используемый в этом эксперименте, был образован из частиц льда, которые находились под воздействием CH_4 при давлении, равном ~ 10 МПа и температуре – 10˚С. Следует отметить, что для уменьшения непредвиденных ошибок достигается практически полное преобразование частиц льда в газогидраты. В целом жидкий CO_2 закачивали в камеру высокого давления для того, чтобы вытеснить остаточную атмосферу CH_4. Проведённая операция гарантировала отсутствие свободного CH_4 в газовой фазе.

После образования гидратов CH_4 и вытеснения остаточного метана газогидраты выдерживали в течение нескольких часов (например, 12, 24 и 48 часов) для получения из них CH_4 после вытеснения остаточной атмосферы метана. На

стадиях выдержки было образовано несколько молей CH_4при закачке жидкого CO_2 (рисунок 2). Моли CH_4, образующиеся из газогидратов, рассчитывали по обобщённому уравнению Менделеева – Клапейрона.

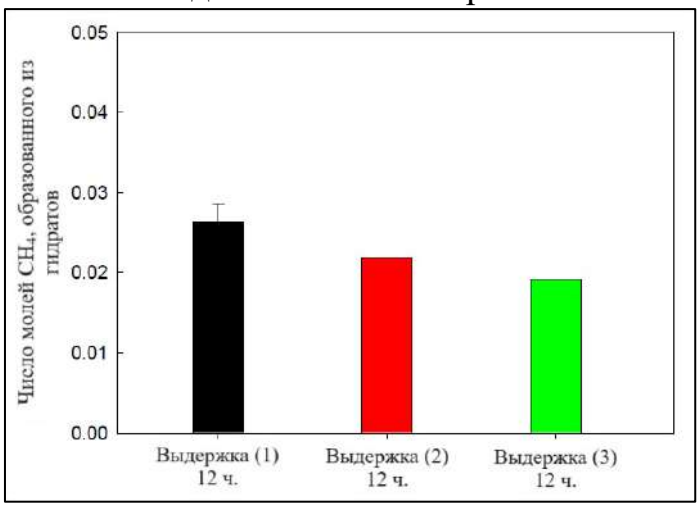


Рисунок 2 – Результаты молей CH_4, образующегося из газогидратов во время каждой выдержки

В общем случае экспериментальные данные и соответствующие расчётные значения сравнивались для проверки массового баланса во всех экспериментах. Пример этого сравнения для одного эксперимента представлен в таблице 1, в которой показано, что ошибка составляет не более 7%. В то же время было обнаружено, что испытания на утечку и промывка очень важны для уменьшения этой ошибки до начала гидратообразования.

Таблица 1 – Сводка сравнения экспериментальных и расчётных данных

Число молей CH_4 (экспериментальные данные)		Число молей CH_4 (расчётные значения)	
Вытеснение	1,08 моль	Газовая фаза	1,12 моль
Выдержка	0,05 моль	Гидратная фаза	0,36 моль
Диссоциация	0,25 моль		
Итого	1,38 моль	Итого	1,48 моль
Ошибка = 7%			

В целом экспериментальная установка была создана для проведения количественного исследования образованияCH_4 из гидратов с использованием непрерывной закачки жидкого CO_2 и поточного ГХ-анализа. По окончании процесса выдержки гидратов CH_4 было подтверждено, что на различных стадиях выдержки образуется метан. После диссоциации газогидратов проверяли общий массовый баланс и подтверждали получение достоверных данных.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Sloan, E.D. and Koh, C.A. Clathrate Hydrates of Natural Gases. 3rd Ed. Boca Raton, FL: CRC Press, Taylor & Francis Group; 2008.
2. Ota, M., Abe, Y., Watanabe, M., Smith Jr, R.L., Inomata H. Methane recovery from methane hydrate using pressurized CO2. Fluid Phase Equilibria 2005; 228-229:553-559.

УДК 628.336.716

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ АКТИВНОГО ИЛА

Л.Ф. Гилязова, В.Р. Галиев
УГНТУ, г. Уфа

На очистных сооружения крупных городов образуется избыточный активный ил. Обычно используют метод депонирования на иловых картах, но такой метод несет ряд экологических проблем. Для их решения были рассмотрены альтернативные методы, такие как анаэробное сбраживание и метод пиролиза.

В работе был проведен анализ и сравнение этих двух методов. Метод сбраживания бывает двух типов:

- мезофильный, проходящий при температурах 30-35˚С;
-термофильный, происходящий при температурах 50-55˚С.

Таблица 1 –сравнение методов сбраживания

Обозначение	Режим сбраживания	
	мезофильный	термофильный
Объём метантенка, $м^3$	13580	6790
Суммарный выход газа, $м^3$/сут	16351,15	16732,86
Тепло на обогрев осадка МДж/сут (Гкал/сут)	52375,5 (12,52)	104750,9 (25,1)
Охлаждение осадка за сутки, МДж/сут (Гкал/сут)	4778,13 (11,42)	1012,5 (2,42)
Необходимое количество теплоты, МДж/сут (Гкал/сут)	57153,6 (13,66)	105763,5 (25,28)

Метод сбраживания широко используется по всему миру, так как это хорошая альтернатива природному газу. Сравнив два типа сбраживая более экономически эффективным, является мезофильное сбраживание для выработки биогаза с дальнейшим превращением его в тепловую энергию, так как будет меньше уходить теплоты на подогрев самого оборудования, особенно в холодное время года. Метод пиролиза – это процесс, при котором активный ил подвергается термическому разложению при высоких температурах без доступа кислорода. Этот инновационный метод преобразует органические компоненты в газы, жидкости и твердые остатки. Проанализировав метод пиролиза, было выявлено, что это отличнейший метод для утилизации АИ, так как при его использовании вырабатывается больше теплоты за счет таких побочных продуктов, как пиролизные газы, которые в установках используются для собственных нужд.

За основу были взяты данные производимости активного ила на ОС г. Уфы. Были подобраны установки по данным показателям и высчитаны основные показатели представленные в таблице 2.

Таблица 2- Сравнение главных показателей методов

Показатели	Метод утилизации	
	Пиролиз	Сбраживание
Вырабатываемое количество тепловой энергии, Гкал/сут	251,4	81,8
Стоимость оборудования, руб.	162780000	46960000
Срок эксплуатации, лет	15	15
Годовая стоимость окупаемости, руб.	10852000	2997333
Суточная стоимость окупаемости, руб.	29731,5	8211,87
Себестоимость за Гкал/сут, руб.	118,3	100,4
Срок окупаемости оборудования, лет	12,3	3,4

Сравнив два метода утилизации, можем сделать вывод, что метод сбраживая будет более экономичным в отличие от метода пиролиза, но большее количество теплоты мы будем получать именно при методе пиролиза. Тогда важную роль играет экологическая проблема. При сбраживании никаких вредных веществ не выбрасывается в воздух, зато все равно будет оставаться активный ил, который нужно будет все равно утилизировать дальше. А при методе пиролиза все компоненты, содержащиеся в активном иле, будут сжигаться при высоких температурах. Но есть риск выброса некоторого количества тяжелых металлов в атмосферу.

Поэтому для пущего эффекта лучше использовать оба метода для выработки большей и полезной теплоты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Воронов Ю. В., Яковлев С.В. «Водоотведение и очистка сточных вод». - 4-е изд. - Москва: Ассоциации строительных вузов, 2006.-697 с.
2. Обработка осадков сточных вод с предварительным сбраживанием в метантенках//StudRefURL:https://m.studref.com/498850/meditsina/obrabotka_osadkov_stochnyh_predvaritelnym_sbrazhivaniem_metantenkah#713 (дата обращения: 21.09.2023).
3. Термические методы обработки осадков // Studbooks.net URL:https://studfile.net/preview/1854946/page:5/ (дата обращения: 27.09.2023).

УДК 620.92

ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В КАЧЕСТВЕ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОВОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Э.А. Дуарте, В.В. Репин
УГНТУ, г. Уфа

Благодаря тропическому климату в Колумбии в течение всего года наблюдаются высокие температуры и влажность, особенно в прибрежных и низменных районах. Это приводит к необходимости использования систем кондиционирования воздуха для поддержания комфортной температуры в помещениях.

Колумбия является пионером в Латинской Америке по продвижению тепловых районов охлаждения, которые представляют собой технологический вариант развития устойчивой среды и услуг кондиционирования воздуха в городах. Термальные районы охлаждения предлагают решение для устойчивого кондиционирования воздуха в городах, которое включает в себя концепцию энергоэффективности без ущерба для комфорта и рентабельности бизнеса. По данным исследований Министерства охраны окружающей среды, они обеспечивают экономию 30-50% от потребления первичной энергии.

В рамках устойчивого городского планирования Министерство охраны окружающей среды совместно с отделом планирования горных работ и энергетики содействует проведению исследований по использованию нетрадиционных источников энергии в качестве первичной энергии для тепловых холодильных районов. Последнее тематическое исследование, начатое в 2022 году, касается города Барранкилья (рисунок 1), который благодаря своему высокому потенциалу использования ветра, солнца и биомассы в качестве нетрадиционных источников энергии будет взят за основу для развития исследования.

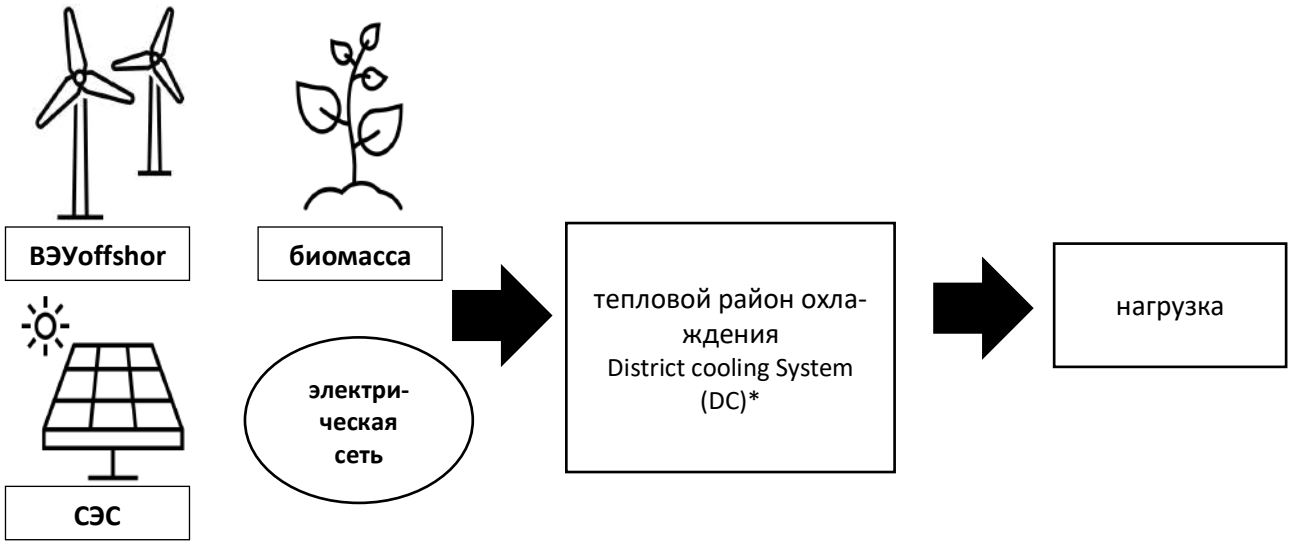


Рисунок 1 – Изложение основных положений конкретного примера, город Барранкилья (Колумбия)

Таблица 1 – Доступные нетрадиционные источники энергии, сценарий Барранкилья

Возобновляемая Энергия	Мощность МВт	Расстояние от DC км
ВЭУ	20	16
СЭС	0,8	0,2
Биомасса	1	1,3

Основная цель - оценка целесообразности использования нетрадиционных источников энергии в качестве первичной энергии в районе охлаждения города Барранкилья. Для данного решения предлагается рассчитать выбросы парниковых газов, энергоэффективность и энергопотребление системы. Сравнение каждого сценария с базовым вариантом (газ в качестве основного источника энергии). Предполагается также, что полученные результаты будут служить ориентиром при оценке перспективности использования нетрадиционных источников энергии в качестве первичной энергии в районах теплового охлаждения.

УДК 551.465.55

АНАЛИЗ ОКЕАНИЧЕСКИХ ПРИБРЕЖНЫХ ТЕЧЕНИЙ БЛИЗ ПОЛУОСТРОВА КАМЧАТКА

Н.С. Зайцев, О.В. Смородова
УГНТУ, г. Уфа

Прибрежные территории оконечностей Евразийского материка традиционно испытывают дефицит энергоснабжения. Для решения этой проблемы актуальным является выбор оптимального источника энергии с использованием местных нетрадиционных энергоресурсов. Наиболее распространенным является энергия прибрежных океанических течений.

Восточно-Камчатское течение – западное пограничное течение субарктического круговорота Тихого океана. Основной поток течения следует примерно от м. Наварин в Беринговом море до центральных Курильских островов. Течение имеет вид узкой струи, ширина которой 25–80 км. Стержень течения совпадает с зоной минимальных температур холодного промежуточного слоя и расположен на расстоянии 100–120 км от берега.

Восточное побережье п-ова Камчатка представляет собой пять крупных заливов, в которых в разные сезоны на спутниковых изображениях регулярно регистрируются синоптические вихри. Считается, что причиной образования вихрей является влияние на Восточно-Камчатское течение неоднородностей рельефа дна и береговой черты.

Для исследования Восточно-Камчатского течения была использована база данных OSCARот NASA. Течения OSCAR рассчитываются на основе наборов спутниковых данных с использованием упрощенной физической модели турбулентного смешения слоев океана. Общая скорость состоит из геострофического ветра, ветра, образуемого течением, и поправки на термическую составляющую ветра. Модель OSCAR отражает квазистационарное линейное течение в поверхностном слое с турбулентным перемешиванием, параметризованным вихревой вязкостью.

Для анализа течений был выбран участок, охватывающий территорию вод южного залива восточного побережья п-ова Камчатка на расстоянии 20-150 км от берега. Данная территория (рисунок 1) размером в 35 705 км^2 содержит в себе участки с наибольшей интенсивностью и постоянством скорости морских течений за год.

Для анализа собрана информация о скорости стержней течений, градиента скоростей течений и расположения течений за период с 2014 по 2022 год. За основную характеристику, которая определяет интенсивность потока, была взята средняя скорость за определенный период времени (1).

$$v_{\text{ср}} = \frac{1}{n}\sum_1^n v_i, \quad (1)$$

где: $v_{\text{ср}}$ – средняя скорость потока за определенный период времени - м/с

v_i – скорость течения - м/с

Средняя мощность потока на 1 м^2 для данной территории посчитана по формуле (2):

$$P_{\text{ср}} = \frac{\rho S v_{\text{ср}}^3}{2}, \quad (2)$$

где: ρ – плотность соленой воды (1024 кг/м^3 для вод данной местности при нормальных условиях), S - площадь поперечного течения потока жидкости 1 м^2, $v_{\text{ср}}$ – среднегодовая скорость течения.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Скорость течений рассматриваемой зоны, 2014 … 2022 год

Год	Средняя скорость течений за месяц, м/с												Средняя скорость, м/с	$P_{\text{ср}}$, Вт
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
2014	0,32	0,20	0,28	0,24	0,17	0,09	0,14	0,16	0,11	0,10	0,09	0,27	0,18	2,98
2015	0,28	0,16	0,18	0,14	0,15	0,15	0,26	0,11	0,20	0,17	0,05	0,11	0,16	2,2
2016	0,35	0,30	0,27	0,23	0,17	0,12	0,05	0,06	0,12	0,13	0,21	0,31	0,19	3,68
2017	0,38	0,45	0,33	0,20	0,17	0,21	0,20	0,19	0,15	0,15	0,13	0,19	0,23	6,13
2018	0,25	0,47	0,32	0,20	0,17	0,15	0,15	0,30	0,20	0,25	0,18	0,27	0,24	7,28
2019	0,37	0,38	0,34	0,29	0,18	0,24	0,21	0,19	0,29	0,21	0,24	0,40	0,28	11,02
2020	0,44	0,51	0,49	0,48	0,45	0,40	0,34	0,26	0,28	0,33	0,36	0,44	0,40	32,36
2021	0,51	0,49	0,44	0,45	0,37	0,38	0,33	0,29	0,27	0,30	0,43	0,47	0,39	31,36
2022	0,49	0,56	0,57	0,37	0,42	0,37	0,37	0,39	0,41	0,36	0,39	0,32	0,42	37,48

С декабря 2019 года наблюдается увеличение скорости течений, которое сохраняется и по сей день. Вместе с увеличением скорости течений изменяется и их характер. До 2019 года интенсивность течений в летний период уменьшалась на некоторых территориях в 3-4 раза, с декабря 2019 года - практически не меняется в течении года.

В локально собранной статистике о скорости течений и их характере на выбранном объекте подтверждается исследование ряда ученых, из Австралийского национального университета, под руководством Невида Константина (NavidConstantinou, AustralianResearchCouncil). Исследование говорит о том, что за последние 20 лет скорость вращения водоворотов выросла по миру на 5%, из-за чего ускоряются процессы поглощения морскими водоворотами тепла и углекислого газа из атмосферы. Это способствует увеличению скорости таяния полюсов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1, Интерактивные карты состояния атмосферы и скорости течений [Электронный ресурс] // URL:https://earth.nullschool.net/ru/#current/ocean/surface/currents/overlay=significant_wave_height/orthographic=-204.42,53.79,400/loc=172.514,49.678

2. Храпченков Ф.Ф. Гидрологическая структура и распределение энергии вихрей Камчатского течения // Метеорология и гидрология. 1989.

3. Увеличение скорости морских водоворотов [Электронный ресурс]//URL: https://theconversation.com/satellites-reveal-ocean-currents-are-getting-stronger-with-potentially-significant-implications-for-climate-change-159461

УДК 621.311.24

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ИННОВАЦИИ И ВЫЗОВЫ

А.Г. Фамутдинов, А.А. Гарифуллин
РН-БашНИПИнефть, г. Уфа

Нефтегазовая промышленность является одной из ключевых отраслей мировой экономики, и разведка и бурение новых месторождений нефти и газа часто происходит в удаленных районах нашей страны. Географическая удаленность, отсутствие доступной транспортной инфраструктуры, сложный рельеф местности и суровые климатические условия, представляют значительные вызовы для нефтегазовых компаний в области энергоснабжения своих месторождений. Правильный выбор системы электроснабжения на месторождении может иметь существенное влияние на начальные затраты и рентабельность проекта. По статистике, доля затрат на энергоснабжение месторождения может составлять более 20% от общей прибыли энергетической компании. Поэтому выбор оптимальной системы электроснабжения становится критически важной задачей [1].

В последние годы более привлекательным способом электроснабжения является использование автономных источников энергии. Эти системы обеспечивают независимость от центральных энергосистем и имеют ряд преимуществ, включая: снижение затрат на передачу электроэнергии по линии электропередач (ЛЭП), надежное и стабильное энергоснабжение, не зависящее от возможных сбоев в центральных сетях.

На данный момент, в России, как и во многих других странах, в качестве основного автономного источника энергии (до 95%) на нефтегазодобывающих месторождениях применяют дизельные электростанции (ДЭС). Однако применение ДЭС в качестве основного вида источника электроэнергии снижается из-за технических (КПД 25-30%), экономических и экологических соображений. Кроме того, цены на нефть и дизельное топливо подвержены волатильности [2]. В связи с чем, целью данной работы является повышение энергетической эффективности и надежности электроснабжения объектов нефтегазовых месторождений путем замены ДЭС на альтернативный источник энергии.

В свете этих вызовов и возрастающей потребности в устойчивых энергетических решениях, исследования в области технологий на основе водорода становятся все более актуальными. Водородные топливные элементы и системы хранения водорода могут представлять собой перспективные решения для обеспечения надежного и экологически чистого энергоснабжения нефтедобычи.

Водородные системы энергоснабжения превосходят дизельные электростанции (ДЭС) благодаря своей экологической чистоте, высокой эффективности

(КПД 60-70%), и надежности. Они не вырабатывают углекислый газ, обеспечивают экономию топлива, имеют меньшую потребность в обслуживании и меньшее воздействие на окружающую среду, делая их привлекательным выбором для энергоснабжения нефтегазовых месторождений.

В заключение, выбор системы электроснабжения на нефтегазовых месторождениях является ключевой стратегической задачей, которая влияет на рентабельность и экологическую устойчивость проектов. Исследование и внедрение инновационных технологий, включая передовые решения на основе водородной энергии, предоставляют возможность улучшить эффективность, снизить экологическое воздействие и обеспечить устойчивость в энергоснабжении нефтегазовой промышленности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байгушев О. А., Трофимов А. Д. "Экологический анализ и альтернативы использования дизельных электростанций на месторождениях нефти и газа." Журнал "Инженерные изыскания", 2021.
2. Внедрение комбинированных установок на базе ВИЭ в процессы нефтедобычи и геологоразведочных работ / А.З. Кулганатов и др. // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения впроизводство: сб. науч. статей по итогам десятой международной научной конференции. – 2019. – С. 245–248.

УДК 662.769.21

ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧКИ ВОДОРОДА НА СТРУКТУРНУЮ ЦЕЛОСТНОСТЬ ГАЗОПРОВОДА ПРИ РАСЧЕТНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ТЕЧЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

В.Г. Фетисов

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

В настоящее время около 95% используемых энергоносителей, это ископаемые виды топлива, которые замещаются ядерной, гидроэнергетикой, ветровой и геотермальной энергией. При этом водород как перспективный вид энергоносителя занимает особое место в рассмотрении его использования наравне с природным газом в промышленности для улучшения экологических показателей и производстве высококачественного рыночного продукта [1,2]. При этом нужно помнить о проблеме безопасности воспламенения при использовании водорода в качестве энергоносителя.

В работе выполнено численное моделирование нестационарного течения метановодородной смеси (МВС), которое учитывает изменение коэффициента сжимаемости газовой смеси при изотермическом течении газа в газораспределительной системе. Численные расчеты выполнены с использованием программного обеспечения Comsol Multiphysical, основанного на методе конечных элементов замкнутой системе газопровода. Из-за периодических изменений потребления газа в течение дня, происходят периодические колебания давления вокруг среднего значения. Исследование проводятся с целью изучения поведения МВС в следствии влияния впрыска водорода в поток природного газа действующего газопровода при определенном массовом соотношении. Значение избыточного давления в переходном режиме пропорционально массовому соотношению водорода в газовой смеси.

Одномерное изотермическое течение газа по трубе описывается уравнениями непрерывности, изменения, импульса и энергии [3,4]:

$$\begin{cases} \rho u \frac{du}{dx} + \frac{dp}{dx} = -\lambda \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho u^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx}, \\ \frac{dJ(p,T)}{dx} = -\frac{\pi d \cdot K_t}{Q_m}(T - T_0) + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{dp}{dx} + \lambda \frac{1}{d} \cdot \frac{u^2}{2}, \\ p = Z(p,T) \cdot \rho RT, \end{cases} \quad (1)$$

где, $z(P,\ T)$ – коэффициент сжимаемости вводится в уравнение состояния газа для учета его реальных свойств и зависит от давления P, температуры T и компонентного состава газа [5].

Обозначая $A = \frac{\pi D^2}{4}$ как сечение трубы, массовый расход определяется выражением:

$$m = \rho v A, \quad (2)$$

Уравнения состояния Ван-дер-Ваальса реальных газов a_m и b_m, построены для чистых компонентов. Однако эти соотношения можно распространить на описание поведения газовых смесей, используя правила смешения Ван-дер-Ваальса для оценки параметров a_m и b_m через индивидуальные вклады чистых компонен-

тов, входящих в состав смеси. Вклад каждого компонента газовой смеси взвешивается по его мольной доле, что позволяет получить квадратичное правило смешивания для выражения параметра сил молекулярного взаимодействия.

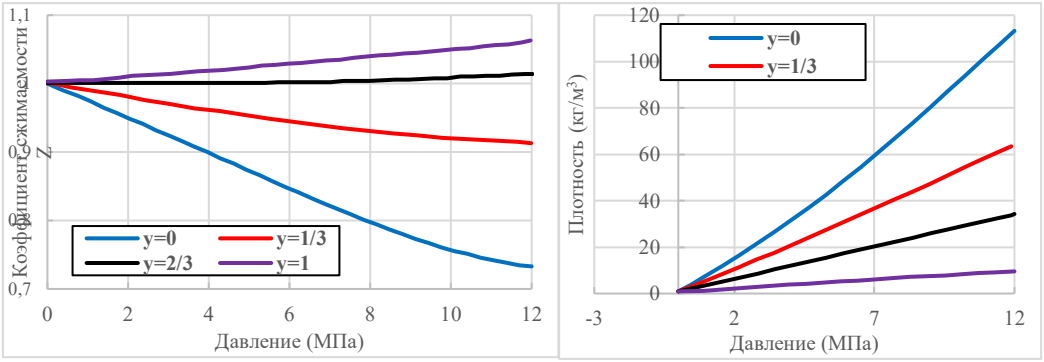
$$a_m = \sum_{N-1}^{i} \sum_{N-1}^{j} y_i \cdot y_j \sqrt{a_i \cdot a_j}\,, \quad (3)$$

$$b_m = \sum_{N-1}^{i} \sum_{N-1}^{j} y_i \cdot y_j \sqrt{b_i \cdot b_j}\,. \quad (4)$$

где y_i – молярная доля i-го компонента, который соответствует чистому компоненту a_i, a_j и b_i, b_j.

При рассмотрении МВС, где y – это доля водорода в природном газе, численное решение уравнения состояния Ван-дер-Ваальса для реальных газов позволяет построить график изменения давления.

Затем, по уравнению (1) строится график плотности смеси в зависимости от давления. На рис. 1 (а и б) приведены графики численно полученных решений уравнения состояния для реальных газов при изотермическом режиме с температурой T = 278 K.



(а) (б)

Рисунок 1 – Влияние различного содержания водорода «*y*» в смеси водорода с природным газом при изотермическом режиме: (а) коэффициента Z (б) плотности, при различных давлениях и температуры (T = 278 K)

Для выявления влияния закачки водорода на механическую прочность трубопроводов, предназначенных для транспортировки природного газа, оценивается изменение во времени окружного напряжения при различных соотношениях водорода к природному газу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Хлопцов В.Г. и др. Концепция крупномасштабного развития инновационных систем производства и распределения метановодородного топлива как эффективного альтернативного энергоносителя. URL: https://ccortes.ru/st_docs/klumpur2012.pdf.

2. Китаев С.В., Фарухшина Р.Р., Муратова В.И., Дарсалия Н.М. Исследование работы газотурбинных двигателей на метановодородной смеси в магистральном транспорте природного газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 5-6. С. 50–53.

3. Лурье М.В. Транспортировка партий водорода по газопроводу в потоке природного газа //Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 11–12. С. 84–88. https://cyberleninka.ru/article/n/transportirovka-partiy-vodoroda-po-gazoprovodu-v-potoke-prirodnogo-gaza?ysclid=ln8n34yjjl132992001.

4. Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метано-водородной смеси // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 74–82. https://cyberleninka.ru/article/n/transportirovka-vodoroda-po-gazoprovodam-v-vide-metanovodorodnoy-smesi/viewer.

5. Сухарев М.Г., Самойлов Р.В., Критинина А.С. Коэффициент сжимаемости природного газа: сопоставление аппроксимаций и критерии выбора//Автоматизация и информатизация ТЭК, 2023, 1(594), С.42-54. Doi:10.33285/2782-604X-2023-1(594)-42-54.

СЕКЦИЯ
«ИСТОРИЯ НАУКИ И ТЕХНИКИ»

УДК 547.542.7

БИОЦИДНЫЕ ПРИСАДКИ К СМАЗОЧНЫМ МАСЛАМ

С.М. Азизова
Гянджинское Отделение НАНА, г. Гянджа

Показаны результаты научных исследований в области применения биоцидных присадок к маслам. Отмечается, что биоциды представляют собой группу веществ, предназначенных для борьбы с вредными микроорганизмами, которые способны загрязнять нефтепродукты, что приводит к потере их качеств, образованию шлама и износу трубопроводов и резервуаров для хранения нефтепродуктов.

Биоциды, в целом, можно разделить на пестициды, альгициды, фунгициды, гербициды, инсектициды, акарициды, зооциды и др. В этой работе рассматривается использование биоцидов в смазочных маслах. Так, в работе [1] отмечается, что основной микробной проблемой в нефтеперерабатывающей промышленности является загрязнение хранящихся продуктов, что может привести к потере качества продукта, образованию шлама и износу трубопроводов и резервуаров для хранения как на нефтеперерабатывающем заводе, так и у конечного потребителя.

Неменьшей проблемой является подверженность масел воздействию микроорганизмами в процессе их хранения и эксплуатации при повышенных температурах и влажности. Это происходит за счет микробиологического ферментативного окисления углеводородов с образованием органических кислот, обладающих поверхностно-активными и эмульгирующими свойствами. Кроме того, увеличение кислотности усиливает коррозионную агрессивность масел. В связи с этим в большинстве случаев масла не применяют без биоцидов.

В работе [2] авторами установлено, серосодержащие производные пространственно-затрудненных фенолов обладают более эффективными антиокислительными, антикоррозионными и антимикробными свойствами.

Исследована антимикробная активность многофункционального антифрикционного концентрата МКФ-18НТ, являющегося модификацией одной из наиболее распространенных добавок металлоплакирующего действия – медьсодержащей присадки МКФ-18 [3]. Установлено, что концентрат МКФ-18НТ, применяемый в качестве смазки, является эффективным биологически активным веществом, обладающим сильным биоцидным действием по отношению к бактериальной и грибной микрофлоре. Показано, что присадка МКФ-18НТ при ее введении в минеральные и полусинтетические масла подавляет рост плесневых грибов, что способствует уменьшению микробиологической коррозии.

В статье [4] приведены результаты микробиологических исследований синтезированных аминометильных и фосфорзамещенных производных 2-гидрокси-5-алкилтиофенолов использовали, где масло М-11, которое испытывали на стойкость к воздействию плесневых грибов и бактерий. Результаты испытаний свидетельствуют о том, что азот-, серо- и фосфор замещенные производные

2-гидрокси 5-алкилтиофенолов являются эффективными ингибиторами микробиологического поражения масла и при концентрации 0,5–1% мас. вызывают гибель бактерий и грибов.

Исследована трехкомпонентная реакция арилсульфамидов с тиолами и аминосоединениями в присутствии формальдегида или бензальдегида. Найдено, что выходы сульфамидов, полученных реакцией дитиокарбамата и меркаптобензотиазола с бензальдегидом более низкие, чем в случае реакций с другими соединениями, что связано со стерическим эффектом. Синтезированные соединения содержат активную метиленовую группу, присоединенную с одной стороны к электроноакцепторной сульфамидной, а с другой – к сульфидной и аминной группам. Исследование некоторых синтезированных метиленсульфамидов в качестве присадок к смазкам показало, что гетероциклические производные обладают бактерицидной активностью. Наиболее эффективными являются соединения стрептоцида. Так, 1-(4-аминосульфонил)-2-N-изобутил-5-метилпирролидон-3 при концентрации 0.05% уничтожает стафилококк и тормозит развитие возбудителей брюшного тифа. [5].

Предложен синтез аминометоксипроизводных 1-(бутилсульфанил) гексана конденсацией 1-(бутилсульфанил) гексан-2-ола, вторичных аминов и формальдегида. Авторы испытали синтезированные соединения в качестве антимикробных присадок к смазочным маслам и установили, что они эффективно подавляют жизнедеятельность микроорганизмов. [6].

В нашей работе [7] представлены результаты исследования антимикробных свойств синтезированных гептилалканоилдисульфидов выявило эффективную бактерицидную и фунгицидную активность в подавлении грибов и бактерий, что позволяет использовать их в качестве биоцидов при хранении и транспортировке нефтепродуктов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Gaylarde C., Bento F., Kelley J. Microbial contamination of stored hydrocarbon fuels and its control // Reyista de Microbiologia. 1999. V. 30. № 1. P. 3714-3721
2. Kolchina G.Yu., Tuhvatullin R.F., Babaev E.R., Movsumzade E.M. Sterically hindered phenols as antioxidant, anticorrosion and antimicrobial additives to mineral lubricating oils/ Нефтегазохимия, 2017. 1, p. 10-13.
3. Карпов К.А., Зачиняева А.В., Геряинов Е.С. [et al.] Исследование биоцидных свойств присадки к смазочным материалам МКФ-18НТ // Нефтехимия. 2019. Т. 59. № 5. С. 595-600
4. Aliyev Sh.R. Investigation of nitrogen-, sulfur-, and phosphorus-containing derivatives of o-hydroxyalkylthiophenols as lubricating oil additives // Chemistry and technology of fuels and oils, 2012. 48, p. 218-223
5. Mamedov S.A., Aliyeva L.S., Ladokhina N.P., Novruzova Z.N., MamedovaS.I. N-methylensulfido- and -aminoalkylarylsulfamides as additive to greases // Azerbaijan Chemical Journal 2015, № 4, p.98-104
6. Mamedbeyli E.G., Jafarov I.A., Iskenderova O.K. [et al.] Synthesis and properties of aminomethoxy derivatives of 1-(butylsulfanyl) hexane // Azerbaijan Chemical Journal, 2013, № 3, p. 42-46.
7. Azizova S.M., Aliyev F.Y. Synthesis of heptylalkanoyl-disulfides and investigation of their antimicrobial properties // Journal of advances in chemistry, DOI: 10.24297/jac.v19i.9479

УДК 658.1

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАВИСИМОСТИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ЦЕНТРОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

М.Н. Бутовка, Д А. Кретов, О.О. Морозов, АО ВНИИСТ, г. Москва

Нефтегазовая отрасль является одной из наиболее важных и динамично развивающихся отраслей экономики России. В связи с этим перед отраслью стоят сложные задачи по обеспечению устойчивого развития и повышения эффективности производства. Решение этих задач невозможно без внедрения новых технологий и разработок.

Важная роль в разработке новых технологий и разработок принадлежит научно-исследовательским центрам (далее – НИЦ, НТЦ, НИИ) (рисунок 1) [1].



Рисунок 1 – География присутствия крупнейших головных офисов нефтегазовых научно-технических центров в России [1]

Однако НИЦ в нефтегазовой отрасли сталкиваются с проблемой зависимости от финансирования со стороны нефтегазовых компаний. Выделяют следующие причины данной зависимости:

- недостаточное бюджетное финансирование;
- высокий уровень конкуренции за финансирование;
- заинтересованность в снижении рисков.

С предпринимательской точки зрения складывается неоднозначная картина: с одной стороны, нефтегазовые компании получают выгоды за счет сокращения расходов на субподрядные услуги по проведению испытаний, НИОКР и НИР, с другой стороны – компании вынуждены содержать укомплектованный НТЦ, зачастую не загружая его достаточным объемом работ. Кроме того, с точки зрения развития нефтегазовой отрасли возникает серьезная проблема: имея тесную связь с компанией, НТЦ теряют свою объективность.

Зависимость НИЦ от финансирования со стороны нефтегазовых компаний имеет ряд негативных последствий, в том числе:

- ограничение свободы научного поиска (нефтегазовые компании могут диктовать НИЦ направления научных исследований, что может привести к ограничению свободы научного поиска);
- снижение инновационной активности (нефтяные и газовые компании, как правило, ориентированы на получение краткосрочной прибыли. Это может при-

вести к снижению инновационной активности НИЦ, которые вынуждены сосредоточиться на разработке технологий, которые могут быть быстро внедрены в производство);

- снижение конкурентоспособности отрасли (зависимость НИЦ от финансирования со стороны нефтегазовых компаний может привести к снижению конкурентоспособности отрасли в целом. Это связано с тем, что в таких условиях НИЦ не смогут разрабатывать новые технологии, которые позволят отрасли оставаться на передовых рубежах развития).

В настоящее время Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству, эксплуатации трубопроводов и объектов ТЭК (далее – ВНИИСТ) является одним из редких представителей независимых научных центров в области трубопроводного транспорта нефти и газа. В 2023 г. исполняется 50 лет знаменательному нефтепроводу Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск, в создании технологии которого весомую роль играл ВНИИСТ, например, на данном трубопроводе были впервые применены поточные технологии сооружения трубопроводов [2].

Объективность ВНИИСТ подчеркивается и такими исследованиями, как [3]: были пересмотрены коэффициенты надежности по материалу при проведение прочностных расчетов трубопроводов. Данные коэффициенты были разработаны еще в 70-е гг. XX века. В рамках данного исследования удалось уменьшить коэффициенты обоснованно, не снижая безопасность, тем самым уменьшив расчетную толщину стенки трубопровода и сократив металлоёмкость и, как следствие, снизив финансовые издержки при реализации трубопроводных объектов, в чем очевидно были бы заинтересованы далеко не все НТЦ различных игроков рынка – от поставщиков до эксплуатантов.

Кроме того, Институт показал беспристрастность в рамках сложного вопроса формирования перечня национальных стандартов и сводов правил (далее – Перечень), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований N 384-ФЗ [4]. С сентября 2022 г. Перечень сократился до менее 10 стандартов и сводов правил.

В заключении стоит отметить, что зависимость НИЦ от финансирования со стороны нефтегазовых компаний является серьезной проблемой, которая может негативно сказаться на развитии нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Deloitte – Ключевые тенденции на рынке научно-исследовательских и проектных работ в нефтегазовой отрасли России – URL: https://publications.hse.ru/en/books/81007439?ysclid=lnsod9ltrl557149599

2. Роль ВНИИСТ в реализации значимых нефтегазовых проектов: поточные технологии сооружения значимых магистральных трубопроводов большого диаметра (на примере проекта нефтепровода Усть-Балык - Курган - Уфа - Альметьевск) / О. О. Морозов, А. Н. Бутовка, Д. А. Кретов [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 3(85). – С. 3-7. – EDN FSZKGX.

3. О внесении изменений в СП 36.13330.2012"Магистральные трубопроводы" в части назначения коэффициента надежности по материалу / А. Н. Сахневич, П. П. Степанов, А. Н. Бутовка, А. А. Насирова // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 1(77). – С. 6-8. – EDN BXKLEA.

4. Об изменении перечня национальных стандартов и сводов правил, в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" / О.О. Морозов, А. Н. Бутовка, А. А. Насирова, В. Д. Диулин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2021. – № 3(79). – С. 56-58. – EDN NPYGWQ.

УДК 86.09

РОЛЬ МУЗЕЯ ИСТОРИИ УГНТУ В ПРОФОРИЕНТАЦИОННОЙ РАБОТЕ ВЫСШЕГО УЧЕБНОГО ЗАВЕДЕНИЯ

Р.В. Габдулхакова, В.Б. Барахнина, Г.В. Местер
УГНТУ, г. Уфа

В ноябре 2023 года Образовательный центр Музей истории УГНТУ отмети свое пятнадцатилетие (ОЦ МИ УГНТУ). Корпоративный музей участвует в реализации комплекса задач университета, среди которых: культурно-образовательная (способствовать формированию ценностного отношения к историческому и культурному наследию у студенческой молодежи вуза); научно-просветительская (организация экскурсий, лекций, консультаций, тематических и других культурно-образовательных мероприятий с использованием учебно-вспомогательных экспонатов и результатов научно-исследовательской работы Центра в области истории нефтегазовой отрасли и высшего нефтегазового образования в России и регионе); научно-исследовательская (оформление научных исследований сотрудников в виде экспозиционных планов, публикаций, научно-методических разработок тематических экскурсий, музейных занятий, праздников и пр.); информационная (информирование посетителей и широкой общественности об истории и современных направлениях деятельности УГНТУ); воспитательная (поддержание чувства корпоративного единства преподавателей, сотрудников, студентов и выпускников университета; содействие укреплению профессиональной ответственности, чувства патриотизма и уважения к истории и традициям университета) [2]. Важным направлением деятельности музея является профориентационная работа, в задачи которой входит информирование и популяризация профессий нефтегазовой отрасли и направлений подготовки кадров по профилю УГНТУ, включая трубопроводный транспорт нефти [3]. Так, в инженерной игре «Спасем трубопровод» школьникам озвучивается кейс из практики инженерных решений нефтегазовых кампаний и предлагается разработать свой вариант решения. Затем идет сравнение решений школьников с решениями компании [4].

Все мероприятия востребованы посетителями. Только за 2021-2022 учебный год в рамках профориентационной работы проведено 115 мероприятий, в которых участвовало более 2500 школьников и учащихся средних специальных учебных заведений Уфы, городов и сел Республики Башкортостан, Челябинской, Оренбургской, Самарской и др. областей России. Среди них – участники проектов «Поделись Россией», «Маршрут успеха», «Сегодня школьник – завтра студент» и различных туристических образовательных маршрутов [4].

За консультациями по особенностям обучения и направлениям подготовки в Уфимском нефтяном в центр часто обращаются семьи с детьми-подростками. Некоторые из них посещают нас во время путешествий по России: были гости из Татарстана, Сахалина, Ярославской области и др. регионов.

Сотрудники Центра уделяют большое внимание научно-методическому обеспечению мероприятий. Разработаны методики экскурсионной работы с различными целевыми аудиториями, викторин и конкурсов для школьников на луч-

шее знание истории нефти, на лучшее сочинение «Моя будущая профессия», методики организации инженерных игр, работы с детьми с ограниченными возможностями и др.

В Музее ведется книга отзывов посетителей, анализ которой показывает высокую степень удовлетворенности проводимыми мероприятиями. Также эффективность профориентационной деятельности Центра подтверждается данными анкетирования, проводимого приемной комиссией УГНТУ: посещение Музея истории УГНТУ ежегодно указывается абитуриентами университета как один из факторов, повлиявших на выбор вуза и профессии.

Образовательный центр «Музей истории УГНТУ» нацелен на дальнейшее повышение качества взаимодействия с учащейся молодежью, поскольку для вуза очень важен профессионально ориентированный абитуриент.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Веселова Е.А., Габдулхакова Р.В., Барахнина В.Б. Влияние современных видов туризма в России на профориентацию студентов высшего учебного заведения. Материалы IX Междунар. науч.-метод. конф. «Физическая культура и спорт в системе высшего и среднего профессионального образования: / редкол.: Н.А. Красулина и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. С. 69-72.
2. Габдулхакова Р. В., Веселова Е. А., Барахнина В.Б. Сохранение исторической памяти о Великой Отечественной войне в Уфимском Государственном нефтяном Техническом Университете. Материалы Межрегиональной научно-практической конференции «Боевое содружество народов СССР в Великой Отечественной войне» (г. Уфа, 15 мая 2021 г.), Уфа, ответ.ред. Р.Х. Лукманова, Э.Ю. Шиляев. – Уфа: Книга-принт, 2021. 216 с.
3. Габдулхакова Р.В., Местер Г.В., Барахнина В.Б. Инклюзивные коммуникации с посетителями музея истории Уфимского государственного нефтяного технического университета. Современный PR: теория, практика, образование: материалы XIII Междунар. науч.-практ. конф. / редкол.: Н.Э. Валитова, Э.С. Гареев, И.Б. Ковалева, А.К. Сулейманова и др.; под общ. ред. Н.Э. Валитовой, Э.С. Гареева. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2021. С. 138-140.
4. Шоколате Ж., Габдулхакова Р.В., Барахнина В.Б. Корпоративный музей в системе связей со СМИ высшего учебного заведения. Материалы Международной научно-практической конференции «Перспективы и проблемы средств массовой информации в современном мире /редкол.: Р.У. Рабаев и др. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2021. С. 125-127.
5. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. С. 25-28.

УДК 358.3 + 622.692.4.053

О ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Н.Н. Голунов[1], В.И. Демиров[2], А.И. Лавренчук[1]
[1] РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва,
[2] Минобороны России, г. Москва

После Первой мировой войны, когда во многих странах Европы и мира, в том числе в нашей стране, стала очевидна роль топлива в обеспечении маневренности механизированных видов военной техники, одновременно с развитием систем магистрального транспорта нефтепродуктов, стали развиваться технологии сборно-разборных трубопроводов для воинских частей.

В ходе разработки и опробования новой системы снабжения вооруженных сил нашей страны топливом с начала 1930-х годов были построены первые сборно-разборные трубопроводы в районах города Армавира (2 км для перекачки бензина), на Дальнем Востоке для перехода реки Сайфун (около 1 км), а в Московском военном округе около г. Гороховец был сооружен мобильный полевой склад. Дальнейшие события Зимней войны и, особенно, Великой Отечественной войны, когда были построены сборно-разборные трубопроводы для подачи топлива через реки Ока, Волхов, Дон, Днепр, Дунай, Висла, только подтвердили необходимость усиления мер в этом направлении.

Именно годы войны положили начало системной работы по обеспечению топливом, в результате чего была создана централизованная служба горючего Красной Армии, которую возглавил сначала генерал-лейтенант Кормилицын Михаил Иванович, а потом генерал-полковник Никитин Василий Васильевич. Тогда же по заказу вооруженных сил страны были разработаны полевые магистральные (сборно-разборные) трубопроводы, трубомонтажные машины, автомобильные и авиационные топливозаправщики, мобильные перекачивающие установки, резервуары и полевые склады горючего [1].

Участие вооруженных сил нашей страны в других вооруженных конфликтах, в том числе на территории зарубежных стран, последовательно приводило к пониманию структуры службы горючего, ее целей и задач. Среди множества значимых дат и событий можно отметить следующие:

- 1936 год – собственно, создание Службы горючего в структуре армии;
- 1946 год – создание специализированного научно-исследовательского института горюче-смазочных материалов (сегодня – 25-й Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Минобороны России);
- 1979-1989 год – создание в Афганистане уникальной системы разветвленных сборно-разборных трубопроводов протяженностью свыше 1200 км, по которым было перекачано более 6,8 млн тонн нефтепродуктов для различных воинских частей нашей армии;

– 1972, 2010 – участие воинских подразделений в тушении лесных пожаров федерального масштаба, при этом сборно-разборные трубопроводы использовались для подачи воды;

– 2014 год – применение сборно-разборного трубопровода для подачи пресной воды на полуостров Крым после перекрытия водоснабжения Северо-Крымского канала со стороны Украины [2].

Для обеспечения материально-технической поддержки современных целей и задач обеспечения топливом вооруженных сил разрабатывается целая линейка перспективных технических средств, в том числе: полевые мобильные склады топлива, новые модели аэродромных топливозаправщиков, гусеничных топливо-маслозаправщиков, комплекты беспричальной заправки военных кораблей, композитные линейные элементы сборно-разборных трубопроводов новой конструкции и другие технологии, оборудование и материалы. При этом особое внимание уделяется вопросам химмотологии и обеспечения качества различных марок топлив с целью обеспечения мобильности и боевой готовности армейских соединений [3-5].

Одним из перспективных направлений развития сборно-разборных трубопроводных систем является предложение Минобороны России о интеграции инфраструктуры гражданских магистральных нефтепродуктопроводов с военной инфраструктурой в ключевых военно-стратегических регионах страны. В результате чего будет сформирована построенная на современных принципах управления эшелонированная сеть обеспечения топливом вооруженных сил страны, что позволит осуществлять оперативную маршрутизацию доставки топлива подвижным воинским частям как в ходе военных операций, так и в гражданское время во время учений. Для решения данной амбициозной и стратегической задачи необходимо дальнейшее совершенствование существующих и разработка новых технических средств, материалов, оборудования, цифровой инфраструктуры управления элементами системы обеспечения топливом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шеин Г.К., Середа В.В., Данильченко И.Г. Трубопроводным войскам 50 лет. Исторический очерк. / Под общей редакцией Очеретина Г.Н. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: «Гралия М». – 2005. – 792 с.
2. Демиров В.И., Середа В.В., Кудимов А.А. Роль и место службы горючего в системе материально-технического обеспечения военной организации государства в современных условиях // Военная мысль. – 2020. – №6. – С. 75-83.
3. Демиров В.И., Маркин В.А., Артемов В.В. Линейка перспективных технических средств службы горючего, принятых на снабжение в 2015–2020 годах, перспективы на 2021 год // Материально-техническое обеспечение вооруженных сил Российской Федерации. – 2021. – №4. – С. 55-61.
4. Середа В.В. Елькин А.В., Маркина В.А. Сборно-разборные трубопроводы нового поколения в системе материально-технического обеспечения войск. Часть I. // Материально-техническое обеспечение вооруженных сил Российской Федерации. – 2021. – №8. – С. 62-69.
5. Середа В.В. Елькин А.В., Маркина В.А. Сборно-разборные трубопроводы нового поколения в системе материально-технического обеспечения войск. Часть II. // Материально-техническое обеспечение вооруженных сил Российской Федерации. – 2021. – №9. – С. 55-62.

УДК 330.09

ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИНТЕЗА НИТРОНОВ

С.М. Исмагилова, С.Д. Барахнина, Н.В. Вадулина
УГНТУ, г. Уфа

Использование нитронов в органическом синтезе значительно увеличилось с 2004 года. Синтез нитронов получил много внимания со стороны химиков благодаря многообразию использования этих соединений (на примере строительных блоков в производстве биологически активных соединений, природных продуктов и стабильных нитроксильных радикалов). Кроме того, некоторые нитроны (например, 5,5-диметилпирролин N-оксид и 1,1,3-триметилизоиндол N-оксид) служат свободнорадикальными спиновыми ловушками в биологических системах для изучения механизмов радикальных процессов. Актуальной задачей является изучение известных подходов к синтезу нитронов для их модификации и усовершенствования [1-4].

Особый интерес представляет окисление иминов, которое позволяет получать нитроны полностью региоселективным способом, поскольку C=N образуется в иминосоединении. Некоторые реакции окисления аминов до нитронов проходят через промежуточные гидроксиламины. Этот метод оказался очень полезным для получения циклических нитронов, т.к. эти нитроны достаточно устойчивы к гидролизу. Нитроны также получают с помощью окисления гидроксиламинов оксидом ртути (HgO). Циклические пирролидины, содержащие 2-фосфонатную группу, легко окисляются под действием Na_2WO_4 в присутствии 30% водного раствора H_2O_2, который используется для регенерации катализатора. Конденсация N-замещенных гидроксиламинов с карбонильными соединениями является наиболее общим и широко используемым методом синтеза нитронов. Стандартным методом синтеза циклических нитронов считается самопроизвольная конденсация N-замещенных гидроксиламинокарбонильных веществ, образующихся in situ при восстановлении нитрокарбонильных соединений под действием цинка и хлорида аммония. К специфическим методам синтеза N-арилзамещенных нитронов относится взаимодействие ароматических нитрозосоединений с бензилгалогенидами или N-метиленпиридиниевыми солями. Образование нитронов конденсацией 4-нитрозо-N,N-диметиланилина с метиленпиридиниевыми солями с последующим гидролизом является препаративным методом синтеза альдегидов (реакция Крёнке) [2-5]. Нитроны также могут быть получены алкилированием оксимов алкилгалогенидами или непредельными карбонильными соединениями (1938 г.) [3-5]. Недавно появилось подробное исследование факторов, влияющих на положение алкилирования различных солей оксима бензофенона. Соли оксима лития, натрия, калия или тетраметиламмония не показали значительной разницы в соотношении продуктов оксимового эфира и нитрона, хотя более ранние исследователи сообщали, что серебряные соли альдоксимов дают исключительно оксимовые эфиры [2]. Новый ряд N-бензимидазол-2-ил-а-арилнитронов синтезируется путем простой конденсации или окисления 2-аминобензимидазола, ароматического альдегида и м-хлорпербензойной кислоты (m-CPBA) в качестве эффективного окислителя с использованием $Mn(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$ в качестве эффективного катализатора при комнатной

температуре. Среди других методов синтеза нитронов стоит выделить реакции внутримолекулярной циклизации гидроксиламино-алкинов, для которых, в зависимости от взаимного расположения гидроксиламинового фрагмента и тройной связи, характерно образование пяти-, шести- и семичленных циклических нитронов. Еще один метод синтеза нитронов основан на образовании связи C=N путем конденсации. Поскольку основной проблемой для развития реакций на воде является высокая гидрофобность органических субстратов, представляется, что глицерин может быть хорошим вариантом в качестве растворителя в органической реакции. Различные С-арильные и С-алкилнитроны были синтезированы путем конденсации эквимолярного количества альдегидов и N-замещенных гидроксиламинов в условиях без растворителя в аппарате шаровой мельницы. Реакции могут быть выполнены без необходимости исключения воздуха и влаги и дают ожидаемые продукты без необходимости дальнейшей очистки [1]. Шаровое измельчение – это механохимический метод, который широко применяется для измельчения минералов в мелкие частицы. Также была проведена реакция между бензальдегидом и N-метилгидроксиламина гидрохлоридом в присутствии бикарбоната натрия. Преимущества этого метода: простота в выполнении, дешевизна. В настоящее время нитроны получают как отдельные вещества из реакционной смеси и выделяются, или синтезируются in situ, то есть из живых объектов. Обычно нитроны синтезируют из гидроксиламинов. Поэтому во многих синтезах гидроксиламины и их производные находят лучшее применение [2].

В настоящее время для получения нитронов применяют два основных метода: конденсация карбонильных соединений (кетонов и альдегидов) с N-монозамещенными гидроксиламинами [3] и окисление гидроксиламинов [1]. Введение нитронов в структуру тритерпеноидов позволяет увеличить такие активности, как противоопухолевые, нейродегенеративные, антиоксидантные, антидиабетические. В настоящее время идет поиск путей совершенствования традиционных методов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барахнина В.Б. Способы интенсификации биоочистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и некоторых буровых отходов, дисс. канд. техн. наук, – Уфа: 1999. – 24 с.
2. Бахтизин Р.Н., Радионова С.Г., Лисин Ю.В. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. – 719 с.
3. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. – С. 25-28.
4. Шарафиев Р.Г., Багаутдинов Н.Я., Киреев И.Р. и др. Экологический словарь-справочник. Учеб. пособие/ Р.Г. Шарафиев и др.; под ред. Р.Г. Шарафиева и В.В. Ерофеева. – Челябинск, Уфа: 2011. – 400 с.
5. Шарафиев Р.Г., Ерофеев В.В., Киреев И.Р. и др. Геоэкология и безопасность в техносфере. Учебное пособие/под. ред. Р.Г. Шарафиева и В.В. Ерофеева. Челябинск, – Уфа: ЦНТИ, 2010. – 348 с.

УДК 629.1-47

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ ПАССАЖИРСКИХ ПЕРЕВОЗОК (ТТПП): ПЛЮСЫ, ВАРИАЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, ПЕРСПЕКИВЫ РАЗВИТИЯ

Ф.Р. Латыпов
УГНТУ, г. Уфа

Трубопроводный транспорт перспективен не только перемещения жидких, газообразных и сыпучих материалов, но и для доставки грузов и пассажиров. Особая привлекательность этого «пятого вида транспорта» состоит в его изолированности от внешней, порой не приемлемой для БЖД (особенно при колонизации глубин океанов, других планет) условий [1]. К положительным сторонам ТТПП можно также отнести то, что его можно прокладывать в любых направлениях, его строительство и эксплуатация, по расчетам, обойдутся дешевле (при той же длине магистралей) чем ЖД-транспорт и метрополитен.

Впервые гиперзвуковые герметичные пассажирские капсулы ТТПП (Hyper loop, v=1200 км/час) в 2012 году предложил Элон Маск. В качестве испытательного проекта, возглавляемая им компания Space X & Tesla в 2016 году выдала разработку такое транспортное средство для соединения двух американских мегаполисов – Лос-Анджелеса и Сан-Франциско (расстояние 600 км, время в пути 35 мин). На рис. 1 показан 3В-эскиз головной части этого поезда на магнитной подвеске [2].



Рисунок 1 – 3В-эскиз головной части гиперзвукового ТТПП [2]

Чуть позже, в 2020 году, его же компания, совместно с Ассоциацией американских железных дорог (AAP), на своем испытательном полигоне в Пуэбло (штат Колорадо) начала строить полноразмерную модель ТТПП с целью проверки надежности магнитной подвески и динамической устойчивости грузовой капсулы при больших скоростях движения [3]. На рис. 2 показана эскизная проработка фрагмента соответствующей транспортной магистрали.



Рисунок 2 – Эскизная проработка фрагмента полноразмерную модель ТТПП Hyperloop для испытательного полигона в Пуэбло [3]

Понимая то, что вариант гиперзвукового движения в вакуумированной трубе требует больших энергозатрат как по поддержанию потребного вакуума, так и по обеспечению высокого уровня безопасности (герметичности и т.д.) пассажирского отсека транспортного средства, мы, на кафедре гидрогазодинамики УГНТУ (каф. ГТ), сделали прикидочный расчет менее экзотичного и энергозатратного варианта ТТПП при движении пассажирской капсулы на 25 человек с багажом (на каждого расчетную массу задали по 100 кг), лишь с небольшим понижением давления в трубе (0,9 ати), при разгоне за счет двухстороннего воздухозаборного канала, обтекающего пассажирский отсек с боковых сторон (как на реактивном истребителе), с подачей воздуха в концевой двухступенчатый вентилятор, обеспечивающего крейсерскую скорость 200 км/час. При этом, с учетом механического трения и аэродинамического сопротивления капсулы в канале диаметром Ø 2,0 м, время разгона капсулы до максимально скорости приняли равным 20 с. Потребная мощность электродвигателя вентилятора при этом оказалась равной N = 300 кВт. В будущем ТТПП-транспорт имеет большую перспективу для развития.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. [Электронный ресурс]. URL: perevozka24.ru/pages/truboprovod-kak-gruzoperevozchik .
2. [Электронный ресурс]. URL: integral-russia.ru/2016/08/11/transportnaya-systema-hyperloop .
3. [Электронный ресурс]. URL: transport.mos.ru/mostrans/all_news/54444.

УДК 622.691.4

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВНУТРИТРУБНЫМИ ИНСПЕКЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ

Ч.И. Нурмухамедов
УГНТУ, г. Уфа

Во внутренней полости магистрального трубопровода, постоянно находящегося в работе, возникают характерные шумы. Утечки, несанкционированные врезки, парогазовые полости или обводненные участки влияют на характеристики звуковых колебаний. С помощью анализа и правильной интерпретации звуковых колебаний можно выявить вышеназванные негативные факторы эксплуатации магистрального трубопровода, снижающие эффективность его работы.

Для записи и последующего анализа звуковых колебаний в трубопроводе допускается применять высокочувствительные автономные приборы (зондовые устройства), пропускаемые по трубопроводу с перекачиваемым продуктом. Конструкция приборов (течеискателей) имеет несколько исполнений, в зависимости от контролируемого ими диаметра трубопровода.

Первые приборы – течеискатели, основанные на акустическом методе работы – начали разрабатываться в начале XIX века.

Фирмы Royal-Dutch-Shell-Centre-NN (Нидерланды), Messer H. Maihak A. G. (ФРГ), AFM Tuboscope и Texaco Inc. (США) производили первые промышленные модели течеискателей для трубопроводов диаметром от 150 до 1000 мм.

В СССР также на протяжении многих лет проводились исследования по созданию ультразвукового течеискателя нефти и нефтепродуктов в действующих трубопроводах.

Первый успешный образец комплекса ультразвукового течеискателя УТН-1 разработали на Бугульминском опытном заводе «Нефтеавтоматика» в 1979 году. Его испытания проводились на нефтепроводах Бавлы-Куйбышев и Салават-Орск диаметром 529 мм. В отличие от зарубежных аналогов УТН-1 мог эксплуатироваться на трубопроводах диаметром от 500 до 1400 мм [2].

На сегодняшний день конструкция внутритрубных инспекционных приборов усовершенствовалась и самый современный вид течеискателя создается по технологии «smart boll», разработанной в США [3]. Согласно данной технологии, зондовое устройство выполнено в форме шара, внутри которого расположено большое количество акустических датчиков. Данная разработка обладает многими преимуществами, основным из которых является возможность эксплуатации данного течеискателя как на магистральных, так и на промысловых трубопроводах.

Активное применение данной технологии началось в 2005 году коммунальными службами в США и Западной Европе [3]. Позже технологию доработали и крупнейшие нефтегазодобывающие и транспортирующие организации начали ее активное применение на газопроводах и нефте/нефтепродуктопроводах.

В России первый патент по данной технологии был опубликован в 2019 году компанией ООО «Газпромнефть НТЦ» [1], однако она не получила широкого распространения в эксплуатирующих организациях ввиду уже существующей и сильно развитой системы внутритрубных инспекционных приборов с инфраструктурой для их применения. Также отсутствует алгоритм для обработки, расшифровки и различия исследуемых акустических сигналов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Патент № 2697008 Российская Федерация, МПК G01N 29/04 (2006.01), G01N 27/82 (2006.01). Способ внутритрубной диагностики технического состояния трубопровода: № 2018133645: заявл. 20.09.2018: опубл. 08.08.2019 / Елисеев А.А. [и др.]. – 18 с. : ил. – Текст: непосредственный.

2. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Джарджиманов А.С., Щербакова Р.П. Контроль утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах при эксплуатации. М., ВНИИОЭНГ, 1981.– 82 с.

3. Xylem [Электронный ресурс]. – URL: https://www.xylem.com/en-ai/products -- services / pipeline - assessment / smartball - inline - free - swimming-inspection-platform/ (дата обращения: 23.10.2023).

УДК 53.082

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

С.А. Севницкий[1], Б.Н. Мастобаев[2]

[1]ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан, г. Уфа

[2]УГНТУ, г. Уфа

На настоящий момент для измерения количества и качества нефти и нефтепродуктов существуют различные методы, основанные на различных принципах действия, и для рационального проектирования и разработки новых средств необходимо понимание истории развития данных методов, знание о причинах внедрения или отказа от их использования.

Стоит отметить, что методы и средства измерения количества и качества сред, применяемых к нефти и нефтепродуктов начали появляться относительно недавно – в середине 19-го века. И при этом, хотя на тот момент уже имелся определенный опыт использования нефти, но информации о ее составе и свойствах было мало. Интенсивное развитие использования нефти и нефтепродуктов, в том числе ее фракционная перегонка, началось только в первой половине 20-го века с началом появления различных видов транспорта, которое требовало различные виды топлива.

Однако интенсивное развитие объемов производства и потребления большого количества различных нефтепродуктов требовало и инструментов их учета и анализа. Это способствовало стремительному развитию методов, средств, эталонов, стандартов в данной области. Но объем этой информации требует структуризации и анализа для дальнейшего быстрого и гармонического анализа новых методов и средств.

В 1833 году Бенджамин Силлиман-старший провел исследование, которое можно считать одним из первых работ в области изучения свойств нефти и анализа результатов ее перегонки.

В 1840-е года Абрахам Геснер разработал метод извлечения нефти и газа из битуминозных веществ, используя в качестве сырья битум из Пич-Лейк. Перенеся свои эксперименты с битума на альбертит, он обнаружил, что горящий жир, извлеченный из вещества, дает более яркое и чистое пламя по сравнению с лампами, использующими китовый или угольный жир. В 1846 г. Геснер, впервые публично продемонстрировал приготовление и использование нового лампового топлива - керосина.

Стоит отметить, что на территории Российский Империи уровень исследований был сопоставим с зарубежным, и отечественные ученые имели хорошее представление о работах иностранных коллег. При этом терминология сформировалась не сразу, и использовались следующие термины: горное масло, нефтяное масло, нефть, горная смола.

На Западе в середине XIX началась «Нефтяная лихорадка», которая сильно стимулировала и исследования состава и свойств нефти.

К тому времени было известно, что нефть - это смесь различных соединений, но каких именно не знали. Начиная с середины 1860-х годов Уоррен выполнил ряд работ, связанных с выделением и определением характеристик соединений из нефти и каменноугольной смолы.

В 1885 году Пекхам написал монографию, которая стала самым полным трактатом по технологии добычи нефти, опубликованным в то время. Пекхам смог установить, что нефть состоит из углерода и водорода, а также иногда из незначительной доли азота, серы и кислорода. На то время это было значительным шагом в понимании химии нефти.

Мейбери впервые предложил проведение фракционного разделения нефти при пониженном давлении. Таким образом, с помощью вакуумной дистилляции он смог получить более высококипящие фракции без крекинга.

В 1867 году Уоррен опубликовал первую из нескольких статей, в которых описал использование «змеевика» (конденсатора) для повышения эффективности разделения.

В 1881 году профессор Карл Энглер разработал метод перегонки с использованием аппарата специальной формы для быстрого определения выходного объема нефти. Данный способ требовал большой объем пробы – около 30 литров. Сандерс разработал новый аппарат, снижающий данный объем. Далее Лео Уббехольде модернизировал метод, и стало достаточно 100 куб. см.

В 1927 году был выпущен стандарт ASTM о дистилляции нефти, основанный на процедуре атмосферной перегонки.

В 1951 году метод вакуумной перегонки был одобрен Американским обществом по испытанию материалов.

В 1970 году был утверждён стандарт ASTM позволяющий, получать фракции до температуры 400°C.

Еще один значительный прорыв в методологии определении компонентного состава нефти произошел в 1992 году, когда вышел стандарт ASTM о дистилляции тяжелых углеводородных смесей вакуумным методом.

Таким образом, в XIX веке нефтяная отрасль прошла большой путь по изучению нефти. В начале века не существовало единого понимания, что такое нефть, из чего состоит, и, более того, не было единой терминологии. Однако к концу века уже сложилось понимание о компонентном составе, что сформировало достаточную научно-техническую базу для интенсивного изучения и распространения нефти как важнейшего энергоресурса в XX веке, и далее привело к появлению быстрых и эффективных методов определения компонентного состава нефти с высокой достоверностью.

Работа выполнена в рамках программы научно-исследовательских работ стипендиата президента Российской Федерации с регистрационным номером СП-5254.2022.1.

УДК 622.692; 623.592

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ОБУЧАЮЩИХ ВИРТУАЛЬНЫХ ТРЕНАЖЕРОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

О.П. Тимохина, М.О. Мызников
ОмГТУ, г. Омск

Безаварийная работа предприятий трубопроводного транспорта нефти является актуальной проблемой современной промышленности. Статистика аварий и инцидентов показывает, что около третьей части событий приходится на «человеческий фактор». В основе этой проблемы лежит качество подготовки специалистов. Решением может стать развитие и внедрение разнообразных тренажеров [1-3].

Сравнительный анализ функциональных возможностей современных тренажеров позволяет выделить классы: тренажеры на основе реальных физических моделей технологических процессов, имитационные тренажеры, виртуальные тренажеры.

Для сравнения тренажеров выделены следующие критерии: 1. возможность преподавателя влиять на процесс обучения с собственного АРМа, 2. наличие режима экзамена и оценки; 3.Реалистичность тренажера; 4. Возможность просмотра 3D-модели объектов; 5. Возможность регулировать время (замедлять, ускорять, останавливать, возвращаться назад); 6. Возможность просмотра графиков и отображения протекающих изучаемых процессов; 7. Возможность совместной работы; 8. Отработка типовых действий; 9. Связь тренажера с планами работ (следование краткосрочному или долгосрочному сценарию, а не только единично заданной задаче).

На рисунке 1 показана эволюция развития тренажеров.



Рисунок 1 – Эволюция тренажеров

Наивысшим уровнем в развитии учебных тренажеров следует считать комбинированные тренажеры или учебные системы, построенные на основе реальных физических процессов с применением современных компьютерных технологий и инструментария [4]. Учебные системы на таких тренажерах должны отображать реальные физические процессы, содержать открытые и легко модифицируемые математические модели и программное обеспечение, простое и понятное визуальное воспроизведение процессов, развернутый анализ результатов экспериментов и исследований, возможность оперативного перестроения тренажера под различные задачи производства. Такие тренажеры позволяют обучающемуся исследовать процессы, даже отклоняясь от сценария, предлагаемого преподавателем и видеть последствия своих действий. В тренажерах с физическими

моделями должна быть предусмотрена возможность телеуправления физическими процессами, получения информации от различных датчиков (давления, температуры, расхода, вибраций, напряжения и др.). В установках должны быть предусмотрены меры защиты от опасных ситуаций.

На рисунке 2 приведен примерный перечень наименований тренажеров, моделирующих различные технологические события.



Рисунок 2 – Учебные тренажеры с моделированием физических процессов

В работе представлено возможное решение проблемы повышения качества обучения специалистов нефтегазовой отрасли на основе разработки, развития и широкого внедрения разнообразных тренажеров, которые позволят обучаю щимся понять, промоделировать, исследовать разнообразные физические процессы, происходящие в оборудовании и трубопроводах нефтегазовой промышленности. Были рассмотрены применяемые в настоящее время тренажеры для подготовки специалистов-нефтяников и проанализированы их преимущества и недостатки. Предложена классификация тренажеров по уровням приближения к реальным технологическим процессам. Рассмотрены достоинства и недостатки технологий обучения на основе каждого из уровней эволюции тренажеров. Представлена концепция развития парка тренажеров для повышения качества обучения специалистов нефтегазового профиля. Приведен примерный перечень физических процессов, для которых необходимо создание и развитие тренажеров. Это должно повысить квалификацию персонала и снизить влияние недостатков образования на статистику аварий и инцидентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вежновец В.К. Тренажеростроение с использованием технологий виртуальной реальности в нефтегазовом комплексе // Вестник магистратуры. 2019. №7-2 (94).
2. Учебные тренажеры для диспетчерского персонала // АО «НПО «Спецэлектромеханика». - URL: https://semgroup.ru/products/trainer-dp (дата обращения: 21.09.2023).
3. Тренажер операторов нефтеперекачивающих станций // ООО НПП "АТП". – URL: http://nppatp.com/product-and-service/trainin-operator/trainin-operatoroil-station/ (дата обращения: 21.09.2023)
4. Кутуков, С.Е. О необходимости адаптивных гидродинамических моделей в расчетах режимов эксплуатации реальных трубопроводов / С.Е. Кутуков, А.И. Гольянов, О.В. Четверткова // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: Аннотации докладов, Уфа, 19–24 августа 2019 года. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. – С. 336.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ
Н.А. Абдуллин, В.А. Фомина, Самарский государственный технический университет, г. Самара, ... **11**

2. РАСЧЕТ СКОРОСТИ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ, ЗНАЧИМОЙ ДЛЯ СРАБАТЫВАНИЯ АВТОМАТОВ АВАРИЙНОГО ЗАКРЫТИЯ КРАНА
А.С. Алихашкин, Н.Д. Комаров, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…….. **13**

3. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА
А.Х.Б. Аль Хафаджи, А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева, КФУ, г. Казань …… **15**

4. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММЫ ГАЗНАДЗОР-ОД-СР ДЛЯ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРОКА ИХ РЕМОНТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВТД
А.Р. Альмиев, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **17**

5. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
Д.А. Альмухаметова, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа…….. **19**

6. ТЕХНОЛОГИИ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ
М.В. Амирджанов, ОмГТУ, г. Омск…… **21**

7. **ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ**
К.Д. Асадуллина, Е.А. Петрова, О.Б. Давлетов, УГНТУ, г. Уфа…… **23**

8. **МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ РВСП 20000**
А.Д. Бабакин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **25**

9. **ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ СНАРЯДОВ В ПРОМЫСЛОВЫХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ**
Р.В. Багаутдинов, УГНТУ, г. Уфа…… **27**

10. **СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СГОРАНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В ТУРБИНАХ И КОТЛАХ**
Р.Р. Багаутдинова, УГНТУ, г. Уфа …… **28**

11. **РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО ВЫЯВЛЕНИЯ УТЕЧЕК РЕЗЕРВУАРОВ**
А.А. Баленков, С.В. Сусарев, СамГТУ, г. Самара…… **30**

12. **ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ: НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ ПРИМЕНЕНИЯ**
Т. Банерджи, РГУ нефти и газа (НИУ) имени. И.М. Губкина, г. Москва…… **32**

13. **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НАЧАЛА МАССОВОЙ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ ДЛЯ БИНАРНОЙ СМЕСИ ОТ СООТНОШЕНИЯ СМЕШЕНИЯ НЕФТЕЙ**
Т.А. Барабанщикова, Р.Р. Ташбулатов, УГНТУ, г. Уфа…… **34**

14. **АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБОБЩЕННОГО МЕТОДА ЗОНАЛЬНОЙ ЛОКАЦИИ УТЕЧЕК НЕФТИ ИЗ ТРУБОПРОВОДА**
В.В. Бараков[1], И.С. Александров[2]
[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва
[2]КГТУ, г. Калининград…… **36**

15. ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТАБИЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ
Т.И. Безымянников, Е.А. Тигулев, О.А. Насибуллина
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва…… **38**

16. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**
П.А. Белоусов, УГНТУ г. Уфа…… **40**
17. **АЛГОРИТМ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТНЫХ ПРОБОК В ГЛУБОКОВОДНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ**
О.В. Бочарниковс, Н.Н. Голунов
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **41**
18. **РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УДАЛЕННОГО КОНТРОЛЯ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**
А.Р. Валеев, Б.Г. Харрасов, Л.И. Гумерова
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа…… **43**
19. **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ АВИАЦИННОГО ТИПА ПОСРЕДСТВОМ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОКСОВАНИЯ МАСЛА В ОПОРАХ ТУРБИНЫ**
С.Р. Валиев, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа…… **44**
20. **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК**
И.М. Ванчугов, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **46**
21. **АНАЛИЗ АКТУАЛЬНОСТИ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОТКАЗНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**
Т.И. Вафин, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа…… **48**
22. **МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОГО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**
А.Д. Выдренков, М.Ю. Земенкова, Е.Л. Чижевская, ТИУ, г. Тюмень…… **50**
23. **ТЕХНОЛОГИИ МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЯГКИХ ОБОЛОЧЕК В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ**
Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа…… **52**
24. **О ВЛИЯНИИ РЯДА ФАКТОРОВ НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА**
А.А. Галимов [1], Д.Е. Бугай [2], А.И. Асадуллин [1]
[1] ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа [2] УГНТУ, г. Уфа…… **54**
25. **РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА ЛОКАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**
Р.Н. Гарипова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа…… **56**
26. **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ДЛЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ**
А.А. Гарифуллин, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа…… **57**
27. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ СТАЛИ ВСТ3СП
Г.И. Гарифуллина, Р.И. Азигамов, Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском.. **59**
28. **ЭНТРОПИЙНЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ВИБРАЦИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ**
И.М. Гатауллина, КГЭУ, г. Казань …… **61**
29. **ПРОБЛЕМА КОКСУЕМОСТИ МАСЛА В ОПОРАХ СИЛОВОЙ ТУРБИНЫ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ АЛ-31СТ**
М.А. Гизатуллин., Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа…… **63**
30. **РАЗРАБОТКА САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩЕГОСЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ НЕФТЕПОЛИМЕРОВ**
М.А. Гладких, Т.Р. Кускильдин, УГНТУ, г. Уфа…… **64**
31. **РАСЧЕТ ВЕЛИЧИН ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПОЖАРНОГО РИСКА НА ТЕРРИТОРИИ МАЗС**
И.В. Гладков, С.А. Затекин, Е.И. Зоря,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **66**
32. **АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ПРЕДСКАЗЫВАНИЯ ВЫБРОСОВ CO И NOX ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА**
С.В. Глушков, УГНТУ, г. Уфа…… **68**
33. **СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ**
С.В. Глушков, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа…… **70**

34. **ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПУТЕМ ПОДОГРЕВА ПРИСТЕНОЧНОГО СЛОЯ**
Л.И. Гумерова, УГНТУ, г. Уфа ... **72**
35. **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАТОДНОГО ТОКА ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ПОКАЗАНИЙ СТАЦИОНАРНЫХ ЭЛЕКТРОДОВ СРАВНЕНИЯ**
В.С. Елин, О.Н. Ракито, УГТУ, г. Ухта ... **74**
36. **ОДНОРАЗМЕРНАЯ МОДЕЛЬ МЕЛКОЙ ВОДЫ В ПРИЛОЖЕНИИ К ОПИСАНИЮ ТЕЧЕНИЯ НА САМОТЕЧНОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА**
В.В. Жолобов, В.Ю. Морецкий. Р.Ф. Талипов, ООО «НИИ Транснефть», Москва ... **76**
37. **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ИЗМЕНЕНИЯ НАЧАЛЬНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ГАЗОПРОВОДА ВСЛЕДСТВИЕ РАЗМЫВА ГРУНТА**
А.С. Завдовьева, А.В. Шалыгин,
Санкт-Петербургский Горный Университет, г. Санкт-Петербург ... **78**
38. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ БРОМИСТО-ЛИТИЕВЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН**
Р.У. Зиганшин, УГНТУ, г. Уфа ... **80**
39. **ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ ЕГО ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ДЕФЕКТОВ И ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ЕГО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**
В.Н. Инсапов, К.А. Габбасова, Е.Г. Трифонов, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа ... **82**
40. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ
А.Ж. Иржанов, Е.Г. Лайков, О.Б. Давлетов, УГНТУ, г. Уфа ... **84**
41. **ДИНАМИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ В МУЛЬТИФАЗНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ**
Э.Х. Искендеров, Ф.Б. Исмайылова. М.Ф. Шукурлу, АГУНП, г. Баку ... **86**
42. **ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ КОРРОЗИЯ В МУЛЬТИФАЗНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ**
Э.Х. Искендеров, АГУНП, г. Баку ... **88**
43. **ОЦЕНКА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОПРОВОДА НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ**
Р.А. Исмайлов, С. Маммедли, АГУНП, г. Баку ... **90**
44. **ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ МУЛЬТИФАЗНЫХ СИСТЕМ В ГИДРОЦИКЛОНАХ**
Г.Г. Исмайылов, А.П. Гулубейли, АГУНП, г Баку ... **92**
45. **ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (АВО)**
А.Э. Ишалин, Р.Р. Фарухшина, УГНТУ, г. Уфа ... **94**
46. **РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ СВАРНОГО ШВА РАВНОПРОХОДНОГО ТРОЙНИКА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ**
З.Р. Кайбышева, УГНТУ, г. Уфа ... **95**
47. АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ЗОНЫ ПОРАЖЕНИЯ ОТ ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ РАЗРЫВЕ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОСКОЛКОВ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩЕГО МЕРОПРИЯТИЯ «УВЕЛИЧЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛЕГАНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА»
Е.О. Карманов, Г.Г. Васильев, РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», г. Москва ... **96**
48. **БЕЗОПАСНАЯ ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ**
А.О. Келло, М.О. Мызников, ОмГТУ, г. Омск, г. Братск, УГНТУ, г. Уфа ... **98**
49. **ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА ГАЗОПРОВОДАХ**
А.А. Козлов, Ф.Г. Тухбатуллин, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва ... **100**
50. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ
Ю.В. Исмайлов, И.В. Гладков, А.Ю. Захарина,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва ... **102**
51. **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОПАСНОСТЕЙ НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА**
Д.Н. Комаров, Ли Синьхао, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ... **104**
52. **ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ЧАСТИЧНОГО КОРРОЗИОННОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ СРЕДСТВ ЭЛЕКТРО-ХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**
А.Ю. Компанец, УГТУ, г. Ухта ... **106**

53. **МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭФФЕКТОВ ИНЕРЦИИ И УПРУГОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНОМ ТЕЧЕНИИ ЖИДКОСТИ**
Н.Г. Коноплёв, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа **108**
54. **ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**
С.Е. Кутуков, О.В. Четверткова, В.Ю. Морецкий, ООО «НИИ Транснефть» **110**
55. **РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ**
А. Ю. Леонтьев, М.И. Байкова, УГНТУ, г. Уфа **113**
56. **СОЗДАНИЕ ЗАМКНУТОГО ВОДООБОРОТНОГО ЦИКЛА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ В СОЛЯНЫХ ПЛАСТАХ**
Е.А. Локшина, УГНТУ, г. Уфа **115**
57. **НАНЕСЕНИЕ АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ МЕТОДАМИ ГАЗОТЕРМИЧЕСКОГО НАПЫЛЕНИЯ**
К.А. Левщанов, Н.А. Четверкин, СамГТУ, г. Самара **117**
58. **БЕЗРЕАГЕНТНОЕ УДАЛЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДАХ**
В.В. Лыков[1], М.С. Сайдумов[2], Р.Х. Магомадов[1]
[1]ООО «Имплазтех», [2]ГГНТУ им. акад. Миллионщикова. г. Грозный **120**
59. **РАСЧЕТ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ НЕФТЕПРОВОДЕ**
Д.О. Лысенко, В.В. Жолобов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва **122**
60. **МОНИТОРИНГ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ**
Д.М. Ляпичев, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина **124**
61. **ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ТРАНСПОРТНЫХ СХЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ**
Д.А. Малиновская, Л.А. Спасская, А.В. Горшкова, Л.Е. Землеруб,-СамГТУ, г. Самара **126**
62. **АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕПРОВОДА ОТ АСПО С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ**
Д.Г. Мансуров, УГНТУ, г. Уфа **128**
63. **О ТОЧНОСТИ МЕТОДА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЛОКАЦИИ**
Ю.С. Матвеева[1], Р.А. Шестаков[2]
[1]FernUniversität in Hagen, Hagen, [2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва **130**
64. **РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ И МЕТОДА АВТОНОМНОГО ЭНЕРГО-ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ**
К.А. Мингазева, Д.Е. Дмитриев, УГНТУ, г. Уфа **132**
65. **КОРРЕКТИРОВКА ПЛОТНОСТИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА**
Э.С. Мифтахетдинова, Д.З. Назмутдинов, А.А. Галимов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа **134**
66. **ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ КОМПОЗИТНОГО ТРУБОПРОВОДА В ЗОНЕ КАРСТООБРАЗОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS**
В.В. Мякишев, УГНТУ, г. Уфа **136**
67. **ГИПОТЕЗА О ПРОМЫШЛЕННОМ ИЗВЛЕЧЕНИИ ВАНАДИЯ ИЗ НЕФТИ ВО ВРЕМЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ**
Г.В. Несын, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва **138**
68. **ВЛИЯНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ПРОДУКТА НА ПАРАМЕТРЫ УТЕЧКИ**
Е.К. Нехитрова, Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва **140**
69. **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ АКУСТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВНУТРИТРУБНЫМИ ИНСПЕКЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ**
Ч.И. Нурмухамедов, УГНТУ, г. Уфа **141**
70. **ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВ ГОРЯЧИХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПОСЛЕ ИХ ОСТАНОВА**
П.В. Петренко, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа **143**
71. **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ДОБАВЛЕНИЕМ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК**
К.И. Плотникова, Ю.Р. Степанова, А.К. Николаев
Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург **144**

72. **РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРИНЯТИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ ГКМ И ПХГ**
Л.В. Попова[1], Т.И. Казакова[2]
1 – Инжиниринговый центр в г. Ухта Нижегородского филиала ООО «Газпром проектирование», г. Ухта;
2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта…… **146**
73. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ТЕРМИНАЛОВ**
В.В. Пшенин, Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург…… **148**
74. **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ ТЕПЛООБМЕНА И КОМПОНОВКИ ТРУБНЫХ ПУЧКОВ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА**
Р.Р. Рахмангулов, УГНТУ, г. Уфа…… **150**
75. **РАЗРАБОТКА АДАПТИРОВАННОЙ МЕТОДОЛОГИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ КЛЕПАННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ**
Д. К Т Рохас, М.И. Байкова, УГНТУ, г. Уфа…… **151**
76. **СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВА БАЛЛАСТА НЕФТИ**
Е.С. Русакова, А.А. Бабакулов, СамГТУ, г. Самара…… **152**
77. **ЧЕРНАЯ ПОРОШКОВАЯ КОРРОЗИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НЕЙ**
Р.И. Садрисламова, УГНТУ, г. Уфа…… **154**
78. **АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПОТЕРИ ПРОДОЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ВВЕРХ ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО – УХТА НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ РЕКУ МОРДЫ-ЯХА**
И.Л. Сарычев[1], А.С. Кузьбожев[2], И.Н. Бирилло[2]
1 – ООО «Газпром трансгаз Ухта, г. Ухта; 2 – филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта…… **155**
79. **ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**
А.В. Саяпов, М.И. Исмагилов, С.Д. Барахнина, УГНТУ, г. Уфа…… **157**
80. **РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА**
А.В. Селезнев, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа…… **159**
81. **ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РАЗЛИВА НА МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ «ОХА – КОМСОМОЛЬСК-НА-АМУРЕ – ХАБАРОВСК»**
П.К. Семянцева, А.А. Ильченко
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, г. Москва…… **161**
82. **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ГРУНТОВЫХ УСЛОВИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ**
Е.Р. Сивкова, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта…… **163**
83. **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНГИ УЗБЕКИСТАН**
Е.Р. Сивкова, В.В. Савин, М.Ш. Турдиев, УГТУ, г. Ухта…… **165**
84. **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОГО СКАНИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ ИЗ НЕФТЕПРОВОДА**
М.Ю. Симонов, И.Ф. Дяченко, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва…… **167**
85. **ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**
Сунь Фачжань, Д.Н. Комаров, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **169**
86. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОХЛАЖДЕНИЯ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА**
А.Ю. Тарасов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа…… **171**
87. **АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЕЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ**
Р.Р. Ташбулатов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа…… **173**
88. **ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕГО СМЕШЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПАРТИЙ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПЕРЕКАЧКИ**
Р.Р. Ташбулатов, Н.А. Атрощенко, А.В. Токаренко, УГНТУ, г. Уфа…… **175**

89. **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТНОГО ФУТЛЯРА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ**
М.В. Терентьева, Е.В. Семиткина, П.С. Антропов, УГТУ, г. Ухта **177**
90. **МЕТОДИКА АНАЛИЗА РЕТРОСПЕКТИВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ**
В.А. Ткаченко, РГУНГ, г. Москва; Служба УТСЦ ГТС, ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», г. Ставрополь **179**
91. **ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ И ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ WAVELET-ПРЕОБРАЗОВАНИЙ**
Р.Р. Уликанов[1], Т.А. Ижбулдин[2], [1] ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, [2] УГНТУ, г. Уфа **181**
92. **РЕМОНТ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**
Ю.Г. Унжакова, И.А. Алефиров, УГТУ, г. Ухта **183**
93. **ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ КОНДЕНСАТА В КОЛОННЕ ШАРОВОГО КРАНА ПОДЗЕМНОГО ИСПОЛНЕНИЯ**
Э.Ф. Усманов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа **185**
94. **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ШАРОВОГО КРАНА ПОДЗЕМНОГО ИСПОЛНЕНИЯ**
Э.Ф. Усманов, УГНТУ, г. Уфа **187**
95. **МЕТОДЫ СТАБИЛИЗАЦИИ СКОРОСТИ ВНУТРИТРУБНОГО СНАРЯДА, ОБОРУДОВАННОГО БАЙПАСНЫМ КАНАЛОМ**
Т.А. Фарвазов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа **189**
96. **УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ**
З.И. Фарзалиде, АГУНП, г. Баку **191**
97. **АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ РАСЧЕТ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ УЩЕРБА ОТ АВАРИИ НА НЕФТЕПРОВОДЕ**
Д.А. Фаттахов, КНИТУ, г. Казань,
В.Б. Барахнина, М.И. Исмагилов, Е.М. Исмагилова, УГНТУ, г. Уфа **193**
98. **РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАТОРОВ НАРУШЕНИЙ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ И МЕТОДОВ ИХ КОМПЕНСАЦИИ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**
Д.А. Федорин, Р.Н. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа **195**
99. **ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПАРАФИНОВ, СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ В НЕФТИ МЕТОДАМИ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА**
Б.Ш. Хазеев, А.А. Шматков, Ю.Н. Олудина, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»), г. Москва **197**
100. **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В СИНТЕТИЧЕСКИЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ, КАК МЕТОДА ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ ПРИ НЕДОСТАТОЧНОЙ ГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ**
Э.Ф. Хаматдинов, Г.Е. Коробков, М.Ю. Левченко, УГНТУ, г. Уфа **198**
101. **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ СТАБИЛИЗАЦИИ БЕЗОПОРНЫХ УЧАСТКОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**
Ш.А. Харисов, УГНТУ, г. Уфа **200**
102. **ПРИМИНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КРИОТРОПОГО ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ ГРУНТА В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**
В. С. Харитонов, УГТУ, г. Ухта **201**
103. **УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ПРИЕМА/ЗАПУСКА ВТУ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНО НЕПОДГОТОВЛЕННЫХ К ВТД УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ DN 400 – DN 1000**
А.Р Хилажетдинов, ООО «Газпром трансгаз Уфа» **203**
104. **МАГНИТНО-ИМПУЛЬСНАЯ ОБРАБОТКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**
Б.А. Хлопецкий, М.В. Пацурия, М. Алжадли, СПГУ, г. Санкт-Петербург **205**
105. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РАСТВОРИТЕЛЯМИ ЗА СЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ**
Р.А. Хурамшина, УГНТУ, г. Уфа **207**
106. **АНАЛИЗ, ИСТОРИЯ И ТЕНДЕНЦИИ ДАЛЬНЕЙШНЕГО РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ СПГ**
Е.М. Хусаенова, Р.А. Шаймарданова, УГНТУ, г. Уфа **209**
107. **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СИСТЕМАМИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА**
Е.Л. Чижевская, Ю.Д. Земенков, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень **211**

108. **МОДЕРНИЗАЦИЯ ФОРМЫ ОБТЕКАТЕЛЯ УСТРОЙСТВА РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ БОРЬБЫ С ДОННЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**
Д.Б. Чумаков, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа…… **213**
109. **АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО УСТРАНЕНИЮ ПРИЧИН ПРОСЕДАНИЯ ОПОР КРАНОВЫХ УЗЛОВ ГАЗОПРОВОДА**
А.В. Шалыгин, В.Г. Фетисов
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург…… **215**
110. **АПРОБАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ОБЪЕМА И ВРЕМЕНИ ОПОРОЖНЕНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ОТ НЕФТИ САМОТЕКОМ В РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК**
И.Р. Шамсутдинов, УГНТУ, г. Уфа…… **217**
111. **ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИК ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТА ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**
А.А. Шепилев, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **219**
112. **ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ АКТИВНОСТИ ЗЕМЛИ НА РАБОТУ СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ**
В.И. Шухтина, И.А. Алефиров, УГТУ, г. Ухта…… **221**
113. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ**
Н.А. Юрасов, УГТУ, г. Ухта…… **223**
114. **РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕИЮ ВЛИЯНИЯ ВЛ**
К.Э. Ядрихинская, О.Н. Ракито, УГТУ, г. Ухта…… **225**
115. **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ ВИБРАЦИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ СТЕНОК ТРУБОПРОВОДОВ**
И.Д. Якупова, КГЭУ, г. Казань…… **227**

СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»

1. **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ С ПОМОЩЬЮ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**
Р.Р. Абдракипов, УГНТУ, г. Уфа…… **230**
2. **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРИЗАЦИИ КОМПОЗИЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
А.И. Акимов, Н.Г. Марченкова, А.С. Колбинцева, Филиал Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге…… **232**
3. **ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНКИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ДЕФЕКТОМ ТИПА «ВМЯТИНА»**
В.А. Алексеев, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа…… **234**
4. **СЕЙСМОЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМ С КВАЗИНУЛЕВОЙ ЖЕСТКОСТЬЮ НА ОСНОВЕ ПНЕВМОПРУЖИН**
И.З. Аллабердин, УГНТУ, г. Уфа…… **236**
5. **ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ОТТАИВАНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ**
Д.Р. Ахтямова, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа…… **238**
6. **ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАКТИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ**
А.Р. Бикмухаметов, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа…… **240**
7. **ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННО-ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**
А.Н. Бутовка, АО ВНИИСТ, г. Москва…… **242**
8. **РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КРУГЛОГОДИЧНОГО УПРАВЛЯЕМОГО ИСКУССТВЕННОГО ПРОМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ**
Э.А. Галиахметов, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа…… **244**
9. **ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**
А.А. Галимова, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа…… **246**

10. **ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭСТАКАДЫ**
Р.Р. Дулатов, УГНТУ, г. Уфа **247**
11. **МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ В ПРОГРАММНОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ДЛЯ АНАЛИЗА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ COMSOL MULTIPHYSICS**
В.А. Еговцева, УГНТУ, г. Уфа **249**
12. **ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ**
Д.Р. Еникеев, УГНТУ, г. Уфа **251**
13. **УЧЕТ ДЕЙСТВИЯ СЖИМАЮЩЕГО УСИЛИЯ НА ИЗОГНУТОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ С ПОДЪЕМОМ В ТРАНШЕЕ**
Г.Р. Ибатуллина, Б.Р. Шайбаков, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа **253**
14. **ПРОХОДИМОСТЬ ТРУБОПРОВОДА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГОБУРЕНИЯ**
И.Р. Исламов, З.З. Шарафутдинов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва **254**
15. **ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ С УЧЕТОМ ИСКУССТВЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ**
И.Р. Исмагилов, М.М. Алиев, АГНИ, г. Альметьевск **256**
16. **РАЗВИТИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ СТАБИЛИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ**
И.Ф. Кантемиров, С.А. Сильвестров, УГНТУ, г. Уфа, ООО «Астрапроект», г. Казань **258**
17. **КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ ПРИМЕНЯЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА И СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ**
Э.С. Касимова, К.Г. Тюмерова, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, г. Москва **260**
18. **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ЗОН ДЕЙСТВИЯ ПОРАЖАЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ РАЗМЕЩЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРИАЭРОДРОМНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ**
Е.М. Ковалев, УГНТУ, г. Уфа **262**
19. **УЧЕТ ДЕЙСТВИЯ РАСТЯГИВАЮЩЕГО УСИЛИЯ НА ИЗОГНУТОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ С ПОДЪЕМОМ В ТРАНШЕЕ**
Э.И. Латыпов, Б.Р. Шайбаков, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа **263**
20. **PILOT-BIM В ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**
Т.Р. Насибуллин, Д.Р. Сайранова, УГНТУ, г. Уфа **264**
21. **ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ**
А.Р. Пестряева, С.Н. Фёдоров, УГНТУ, г. Уфа **265**
22. **АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ФУНДАМЕНТОВ КОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТОВ**
Р.И. Рамазанов, З.Ф. Исмагилова, УГНТУ, г.Уфа **267**
23. **АКТИВНЫЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ЗОНЫ КОРИДОРА ГАЗОПРОВОДОВ В ЗАПАДНОМ ПРИУРАЛЬЕ**
С.К. Рафиков, Г.С. Шарнина, Р.Р. Булатов, Р.Г. Аскаров, УГНТУ, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа **269**
24. **РЕМОНТ ДЕФЕКТА ТИПА «РАССЛОЕНИЕ МЕТАЛЛА» МЕТОДОМ СТРЕСС-ТЕСТА**
С.К. Рафиков, Г.С. Шарнина, Р.Г. Аскаров, УГНТУ, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа **270**
25. **ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЗА СЧЁТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДРЕНИРОВАНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**
Я.Д. Светличный, А.В. Нагорнов, СамГТУ, г. Самара **272**
26. **ОБ ОПЫТЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА (НЕФТЕПРОВОДА ИЛИ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА)**
В.В. Смирнова, ООО «ГК «СИНЕРГИЯ», г. Москва **274**
27. **СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРОСАДКИГРУНТА ПОД МОНОЛИТНЫМ СЕГМЕНТНО-СФЕРИЧЕСКИМ ФУНДАМЕНТОМ**
М.Н. Сорокина, СамГТУ, г. Самара **276**
28. **КОНСТРУКЦИЯ НАНЕСЕНИЯ БИТУМНО-МАСТИЧНОГО ПОКРЫТИЯ НА НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ ТРУБОПРОВОДА В ТРАССОВЫХ УСЛОВИЯХ**
Я.В. Степанов, ТИУ, г. Тюмень **278**

29. **МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕРТИКАЛЬНОГО ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS**
Е.Г. Трифонов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа…… **280**
30. **ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДАРАННЕЙ ОЦЕНКИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ НА ОСНОВЕ ЛИНЕЙНЫХ НАПРАВЛЕННЫХ ВОЛН**
Тянь Ифань, А.Г. Палаев, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург…… **282**
31. **ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА**
Т.Р. Фазлеев, Г.Д. Васильев, УГНТУ, г. Уфа…… **284**
32. **АКТУАЛЬНОСТЬ СВОЕВРЕМЕННОГО ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОЙ ВРЕЗКИ И ПЕРСПЕКТИВА СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ СМИК**
Е.С. Фень, УГНТУ, г. Уфа…… **286**
33. **ПРОБЛЕМЫ ОТКАЗОВ СЕЗОННО-ДЕЙСТВУЮЩИХ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ**
Р.Р. Хасанов, М.Р. Хакимов, УГНТУ, г. Уфа…… **288**
34. **РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА**
Л.Л. Хименко, Р.А. Бердников, А.С. Малеев, С.А. Котельников, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, АО «НИИПМ», г. Пермь…… **290**
35. **ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В НЕРАЗРУШАЮЩЕМ КОНТРОЛЕ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ**
А.В. Цыбульский, А.С. Сазонов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **292**
36. **ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**
В.Р. Шайхлисламов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа…… **294**
37. **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ СВАЙ ПИРАМИДАЛЬНОЙ ФОРМЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ РЕЗЕРВУАРОВ СПГ В УСЛОВИЯХ ММГ СРЕДСТВАМИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**
Я.В. Швайко, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа…… **296**

СЕКЦИЯ
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»

1. **ТРЕБУЕМОЕ КОЛИЧЕСТВО РАБОТАЮЩИХ ТХА СОГ НА ОСНОВАНИИ ПРОГНОЗА НАБОРА ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА И ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА**
А.А. Акбашева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва…… **299**
2. ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ
А.Т. Бакиев, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа…… **300**
3. ЧАСТОТЫ ВИБРАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ
Д.Ю. Барбазюк, А.П. Токарев, А.А. Рахимова, УГНТУ, г. Уфа…… **302**
4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАГНЕТАТЕЛЯМИ
А.В. Бильков, УГНТУ, г. Уфа…… **304**
5. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ РОТОРА НА МАГНИТНОМ ПОДВЕСЕ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ ЕЁ УСТРАНЕНИЯ
А.В. Бильков, К.А. Гаврилов, Д.В. Пономаренко, УГНТУ, г. Уфа…… **305**
6. ОПОРОЖНЕНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЖЕКТОРА
А.Р. Бураншин, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа…… **307**
7. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ РЕСУРСОВ
В.А. Бычков, И.М. Руфанова, УГНТУ, г. Уфа…… **309**
8. ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
Д.Р. Валиева, Л.Р. Газизова, УГНТУ, г. Уфа…… **311**

9. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ
И.Р. Газалиев, Р.Г. Рыскулов, УГНТУ, г. Уфа
В.А. Толпаев, К.С. Ахмедов, А.М. Кравцов, М.Т. Петросянц,(Ставропольский филиал ООО "Газпром проектирование")..... **313**
10. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ГРУНТОВОГО ОСНОВАНИЯ ОПОР НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА С СЕЗОННОДЕЙСТВУЮЩИМИ ОХЛАЖДАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ В УСЛОВИЯХ МЕРЗЛОТЫ
А.Р. Гиляземдинова, Н.В. Морозова, УГНТУ, г. Уфа..... **315**
11. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМА ТРУБОПРОВОДА НА МЕРЗЛОТЕ СОГЛАСНО СБАЛАНСИРОВАННОМУ ТЕПЛООБМЕНУ
З.Р. Глухова, УГНТУ, г. Уфа..... **317**
12. СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕКОНДЕНСАТА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ
А.В. Журихина, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа..... **319**
13. ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ВЫЯВЛЯЕМОСТЬ ТРЕЩИН ПРИВИХРЕТОКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
А.С. Котельников, А.А. Крысин, УГНТУ, г. Уфа..... **320**
14. КОНТРОЛЬ УСИЛИЯ ЗАТЯЖКИ И ДЕФЕКТНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАГНИТНЫМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЯ
А.А. Крысин, А.С. Котельников, А.Ю. Десятков, УГНТУ, г. Уфа..... **322**
15. КОМПОНОВКА СИСТЕМЫ АЭРОВЫСОТНОГО МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ГАЗАНА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА
К.А. Лавриненко, А.В. Аргунов, А.С. Топорищев, УГНТУ, г. Уфа..... **324**
16. К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПАРАМЕТРОВ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ТРЕЩИН ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ВИХРЕТОКОВЫМИ ДЕФЕКТОСКОПАМИ
К.В. Ляпустин, А.Р. Галялеев, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа..... **326**
17.ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАРОЖДЕНИЯ, РАЗВИТИЯ И ЗАТУХАНИЯ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ВИХРЕЙ ПРИ ОБТЕКАНИИ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ТЕЛ С ПЛОСКИМИ ПЛАСТИНАМИ
А.В. Новичков, А.П. Токарев, А.А. Рахимова, УГНТУ, г. Уфа..... **328**
18. ПРОБЛЕМЫ ТРАНСПОРТА НЕСТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА
Т.Д. Пономарев, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа..... **330**
19. МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НИЖНЕГО ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО СТАЛЬНОГО
А.М. Романов, П.А. Перевозников, Самарский государственный технический университет, г. Самара..... **331**
20. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ
Н.А. Рябчиков, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа..... **333**
21. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ ОТРАСЛИ
А.И. Сайфуллина, А.Н. Валиев, УГНТУ, г. Уфа
Р.С. Ялчигулов, ООО «Газпром добыча Надым», г. Надым..... **335**
22. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ НА СТАНЦИЯХ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА
В.О. Смольников, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа..... **337**
23. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДОВ
М.С. Устинов, А.С. Собачкин, УГНТУ, г. Уфа..... **339**
24. ВНЕДРЕНИЕ ГАЗОМАСЛЯНОГО ТЕПЛООБМЕННИКА В СИСТЕМУ ОХЛАЖДЕНИЯ ДЭГ ГТК-25 ИМ С ПАРАЛЛЕЛЬНЫМ ПОДОГРЕВОМ ТОПЛИВНОГО ГАЗА
А.Р. Хакимов, УГНТУ, г. Уфа..... **341**

СЕКЦИЯ «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1. ОЦЕНКА ТЕПЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ТИПА «АЙСБЕРГ»
А.Ф. Арсланова, УГНТУ, г. Уфа..... **344**

2. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ
Т.А. Баймухаметов, УГНТУ, г. Уфа **346**
3. ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОУТИЛИЗИРУЮЩИХ ЭНЕРГОХОЛОДИЛЬНЫХ УСТАНОВОК
Г.Д. Васильев, Е.А. Федосеева, Т.Р. Фазлеев, УГНТУ, г. Уфа **347**
4. ИЗУЧЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ
А.М. Галинуров, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа **348**
5. КОНТАКТНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ С КОНДЕНСАЦИЕЙ ВОДЯНОГО ПАРА
Т.Ф. Гареев, УГНТУ г. Уфа **350**
6. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
Т.И. Галимуллин, О.Б. Давлетов, УГНТУ, г. Уфа **352**
7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГРАДИРЕН
А.Ф. Гильманшина, УГНТУ, г. Уфа **354**
8. ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА СТЛПУМГ
Д.М. Голяков, УГНТУ, г. Уфа **356**
9. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В ЮЖНЫХ РЕГИОНАХ РОССИИ
Т.В. Игнатова, Б.Л. Житомирский, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва **357**
10. ПЕРЕХОД НА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ ОБОРОТНОЙ ВОДОЙ
С.Н. Костарева, Е.В. Бурдыгина, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа **359**
11. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ С АНАЛИЗОМ ВЛИЯЮЩИХ ФАКТОРОВ
М.Р. Максютов, УГНТУ, г. Уфа **361**
12. УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ СЫРОГО ГАЗА ДКС НА ГКП
И.Р. Нагимов, А.Ю. Трофимов, Д.Д. Харисов, ООО «Газпром добыча Уренгой» г. Уренгой, УГНТУ, БашГАУ, г. Уфа **363**
13. ВЛИЯНИЕ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЖУХОТРУБЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ
О.А. Насибуллина, М.З. Ямилев, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, УГНТУ, г. Уфа **365**
14. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ ЭФФЕКТА ГАРТМАНА-ШПРЕНГЕРА
Е.С. Овчинников, А.М. Щипачев, СПГУ, г. Санкт-Петербург **367**
15. УТИЛИЗАЦИЯ ВЫСОКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕРИЙНЫХ ПАРОВЫХ КОТЛОВ
Ф.М. Хафизов, Н.А. Григорова, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа **369**
16. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОЧЕХЛОВ НА ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКЕ
Ф.М. Хафизов, А.М. Сулейманов, С.Д. Беликов, УГНТУ, г. Уфа **371**
17. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ ХОС ПОДАВАЕМОЙ В СИСТЕМУ ППД
Е.А. Хайруллин, УГНТУ, г. Уфа **373**
18. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ СЖАТЫХ ГАЗОВ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК
Д.Д. Харисов, Е.А. Исадыков, Б.А. Сахибгараев, А.Ю. Трофимов, БашГАУ, УГНТУ, г. Уфа **375**
19. СОХРАНЕНИЕ СВОЙСТВ ППУ ИЗОЛЯЦИИ ВО ВРЕМЯ ХРАНЕНИЯ И МОНТАЖА ПРИ ПРОКЛАДКЕ НЕФТЕПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ
Я.А.Черепанов, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа **377**
20. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЛЩИНЫ CLT ПАНЕЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА
Н. К. Шампоров, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа **379**
21. УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ ЧЕРЕЗ СИСТЕМУ КРИТЕРИЕВ
П.С. Щербань, АО ВНИИСТ, г. Москва **381**

22. ФФЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ
М.Р. Юсупова, УГНТУ, г. Уфа..... **383**
23. СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ А СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ КАЧЕСТВА
В.С. Бутырин, А.М. Куликов, Д.А. Черенцов, Т.Г.Пономарева, ТИУ, г. Тюмень..... **385**

СЕКЦИЯ
«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»

1. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УЛЬТРАЗВУКОВОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
А.А. Азылгареева, Р.И. Валиахметов, УГНТУ, г. Уфа..... **389**
2. TYPES OF STRUCTURES USED IN REPAIR OF PIPELINES
Al-Reyashi.H.A.A., PFUR, C. MOSCOW..... **391**
3. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ИЗВЛЕЧЕНИЮ АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
А.И. Байкова, Д.С. Еремина, СамГТУ, г. Самара..... **393**
4. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
М.В. Бердюгин, Р.И. Валиахметов, УГНТУ, г. Уфа..... **395**
5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ПОДБОР КОАГУЛЯНТА ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНОЙ ВОДЫ
Д.Р. Бикбулатова, Т.В. Дмитриева, А.М. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа **396**
6. ОЦЕНКА СТОЙКОСТИ К МЕЖСЛОЙНОМУ РАССЛОЕНИЮ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
Л.Р. Биктимирова, УГНТУ, г. Уфа..... **397**
7. ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ
А.Н. Бутовка, АО ВНИИСТ, г. Москва..... **399**
8. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ РАДИОЧАСТОТНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ
Г.В. Веснин, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, Уфа..... **401**
9. ЛИКВИДАЦИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ ПРИ ПОМОЩИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ
А.И. Габбасов, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа **403**
10. FEASIBILITY STUDY OF POLYMER-COMPOSITE PIPE APPLICATION IN EXPLORATION AND PRODUCTION
A. Garifullin, LLC RN-BashNIPIneft **405**
11. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ГЕОМЕТРИИ ТИПА «ВМЯТИНА»
И.Г. Гундорова, УГНТУ, г. Уфа **407**
12. ПРОБЛЕМАТИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УЧАСТКОВ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
М.Ю. Дубовик, УГНТУ, г. Уфа **409**
13. МЕТОДИКА ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В НЕФТЕПРОВОДЫ
А.А. Дульченко, И.В. Орехова, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва..... **411**
14. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ
Л.А. Магадова, В.Д. Котехова, А.А. Ермакова, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва..... **413**
15. НЕЙРОСЕТЕВОЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГЕРЕГАТОВ
Р.А. Зайниев, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа..... **415**
16. УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ СТРАТЕГИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО ЭТАПА ЛАРН
М.И. Исмагилов, С.Д. Барахнина, С.М. Исмагилова, УГНТУ, г. Уфа..... **417**
17. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБНОСТИ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ЗАЩИЩАТЬ ВНУТРЕННЮЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕЙ СРЕДЫ
В.С. Калашников, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа..... **419**
18. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ НА НЕФТЯНОМ ТЕРМИНАЛЕ
Р.Л. Киала., А.М. Нечваль, УГНТУ г. Уфа..... **421**

19. АДАПТАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ВРЕЗОК МЕТОДОМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УКЛОНА ДЛЯ РАБОТЫ С ЗАШУМЛЕННЫМИ ДАННЫМИ И АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И.И. Латыпова, УГНТУ, г. Уфа..... **423**
20. РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ
М.В. Макаренко, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа..... **424**
21. POSSIBILITIES OF USING FLOW EQUIPMENT IN GAS TRANSPORTATION PROCESSES
R.M. Mammadov, A.V. Sultanova, Research Institute "Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry" Baku, Azerbaijan..... **426**
22. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ РАЗДЕЛЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ КАСКАДОМ НАПОРНЫХ ГИДРОЦИКЛОНОВ
К.С. Мельников, П.Е. Хромов, А.В. Гаврысь, Н.Д. Смолев, СамГТУ, г. Самара..... **428**
23. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ПРОЯВЛЕНИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ
Р.Н. Кунафин, А.А. Новоселов, УГНТУ, г. Уфа..... **430**
24. АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНЫХ УСЛОВИЙ И ЭЛЕМЕНТОВ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ, ОКАЗАВШИХ ВЛИЯНИЕ НА ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.И. ГРАЙФЕРА
Ж.И. Нурмакова, Э.Р. Файзулаев, АГТУ, г. Астрахань..... **432**
25. ОЦЕНКА СПОСОБНОСТИ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ СОСТАВОВ К ИНГИБИРОВАНИЮ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ
Л.А. Магадова, Д.В. Одемчук, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва..... **434**
26. КОМПЛЕКСНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ БЕСКОНТАКТНЫМИ МЕТОДАМИ
С.А. Соколов, СамГТУ, г. Самара..... **436**
27. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ ПО ПОДВОДНЫМ ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ
М.Е. Сторожева, СахГУ, г. Южно-Сахалинск, А.Е. Сторожева, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва..... **438**
28. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ЗАКЛАДНЫХ КОНСТРУКЦИЙ
Ж.Ж. Турсунбаев, Р.Н. Кунафин, УГНТУ, г. Уфа..... **440**
29. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ МОДЕЛЕЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ГАЗОКОНДЕНСАТОДОБЫВАЮЩЕГО ПРОМЫСЛА
Р.Н. Хайрисламова, П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа..... **442**
30. ВЛИЯНИЕ ВНУТРЕННИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА СОБСТВЕННЫЕ КОЛЕБАНИЯ СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА
В.Е. Чанчина, А.Е. Кондратьев, КГЭУ, г. Казань..... **444**
31. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНУТРЕННИХ ПОКРЫТИЙ ТРУБ ПРЕДОТВРАЩАТЬ ОСАЖДЕНИЕ АСПО
А.М. Шакиров, УГНТУ, г. Уфа..... **446**
32. СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕМОНТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ МИНИМИЗАЦИИ СОВОКУПНОЙ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ
Д.А. Шамбазов, УГНТУ, г. Уфа..... **448**
33. О МЕХАНИЗМЕ РАСТВОРИМОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ
С.А. Шуткова, БашГАУ, г. Уфа, М.Ю. Доломатов, УГНТУ, г. Уфа..... **450**
34. СПОСОБ ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ МАГНИТНЫХ ПОМЕХ, СОЗДАВАЕМЫХ СОСЕДНИМИ ТРУБАМИ
И.И. Галлямов, Л.Ф. Юсупова, Е.Г. Шагалеева, Институт нефти и газа ФГБОУ ВО в г. Октябрьском..... **452**
35. ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПОМОЩИ ГЛИНЯНОЙ ПРОБКИ ВО ВРЕМЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ
К.В. Янбарисова, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа..... **454**
36. ОБОСНОВАНИЕ СКОРОСТНЫХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ ИЗ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБ
А.И. Ярмухаметов, П.В. Виноградов, УГНТУ, г. Уфа..... **455**

СЕКЦИЯ
«НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ»

1. ГИБРИДНЫЕ СИСТЕМЫ: ОБЪЕДИНЕНИЕ ЭНЕРГИИ ВОЛН И ПРИЛИВОВ С МОРСКИМИ НЕФТЯНЫМИ ПЛАТФОРМАМИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
А.А. Асылгареева, Р.М. Кучумова, УГНТУ, г. Уфа …… **458**
2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ БИОГАЗА В РБ
А.Ф. Баширова, УГНТУ, г. Уфа …… **460**
3. ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ ИЗ ГАЗОГИДРАТНЫХ СИСТЕМ С ПОМОЩЬЮ ЗАКАЧКИ ЖИДКОГО ДИОКСИДА УГЛЕРОДА
В.О. Богопольский, Ш.Ф. Агамалиев, А.К. Аскерли, АГУНП, г. Баку …… **461**
4. СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ УТИЛИЗАЦИИ АКТИВНОГО ИЛА
Л.Ф. Гилязова, В.Р. Галиев, УГНТУ, г. Уфа …… **463**
5. ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В КАЧЕСТВЕ ПЕРВИЧНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОВОГО ОХЛАЖДЕНИЯ
Э.А. Дуарте, В.В. Репин, УГНТУ г. Уфа …… **465**
6. АНАЛИЗ ОКЕАНИЧЕСКИХ ПРИБРЕЖНЫХ ТЕЧЕНИЙ БЛИЗ ПОЛУОСТРОВА КАМЧАТКА
Н.С. Зайцев, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа …… **467**
7. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ИННОВАЦИИ И ВЫЗОВЫ
А.Г. Фамутдинов, А.А. Гарифуллин, РН-БашНИПИнефть, г. Уфа…… **469**
8. ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧКИ ВОДОРОДА НА СТРУКТУРНУЮ ЦЕЛОСТНОСТЬ ГАЗОПРОВОДА ПРИ РАСЧЕТНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ТЕЧЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА
В.Г. Фетисов, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург…… **471**

СЕКЦИЯ
«ИСТОРИЯ НАУКИ И ТЕХНИКИ»

1. БИОЦИДНЫЕ ПРИСАДКИ К СМАЗОЧНЫМ МАСЛАМ
С.М. Азизова, Гянджинское Отделение НАНА, г. Гянджа…… **474**
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАВИСИМОСТИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ЦЕНТРОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
М.Н. Бутовка, Д.А. Кретов, О.О. Морозов, АО ВНИИСТ, г. Москва…… **476**
3. РОЛЬ МУЗЕЯ ИСТОРИИ УГНТУ В ПРОФОРИЕНТАЦИОННОЙ РАБОТЕ ВЫСШЕГО УЧЕБНОГО ЗАВЕДЕНИЯ
Р.В. Габдулхакова, В.Б. Барахнина, Г.В. Местер, УГНТУ, г. Уфа…… **478**
4. О ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
Н.Н. Голунов[1], В.И. Демиров[2], А.И. Лавренчук[1]
[1] РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, [2] Минобороны России, г. Москва…… **480**
5. ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИНТЕЗА НИТРОНОВ
С.М. Исмагилова, С.Д. Барахнина, Н.В. Вадулина, УГНТУ, г. Уфа…… **482**
6. ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ ПАССАЖИРСКИХ ПЕРЕВОЗОК (ТТПП): ПЛЮСЫ, ВАРИАЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, ПЕРСПЕКИВЫ РАЗВИТИЯ
Ф.Р. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа…… **484**
***7.* РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ АКУСТИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВНУТРИТРУБНЫМИ ИНСПЕКЦИОННЫМИ ПРИБОРАМИ**
Ч.И. Нурмухамедов, Р.Р. Ташбулатов, УГНТУ, г. Уфа…… **486**
***8.* АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ**
С.А. Севницкий[1], Р.Р. Ташбулатов[2]
[1] ФБУ Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан, г. Уфа, [2]УГНТУ, г.Уфа…… **488**
***9.* КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ОБУЧАЮЩИХ ВИРТУАЛЬНЫХ ТРЕНАЖЕРОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ**
О.П. Тимохина, М.О. Мызников, ОмГТУ, г. Омск…… **490**

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2023

Тезисы докладов
XVIII Международной учебно-научно-практической конференции
(16-17 ноября 2023 г.)