

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2020



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

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - 2020

**Тезисы докладов
XV Международной учебно-научно-практической конференции
(18-19 ноября 2020 г.)**

**УФА
Издательство УГНТУ
2020**

УДК 622.69
ББК 39.7
Т77

Редакционная коллегия:
Р.Н. Бахтизин (ответственный редактор)
С.М. Султанмагомедов (зам. ответственного редактора)
В.И. Муратова, (секретарь)
И.Р. Байков
Т.А. Бакиев
Т.И. Безымянников
М.М. Велиев
Р.А. Галиев
Ю.Д. Земенков
И.Ф. Кантемиров
Р.Н. Ковалев
А.М. Короленок
Михаэль Коуба
В.К. Липский
Б.Н. Мастобаев
А.А. Мустафаев
Лубош Новак
Р.У. Рабаев
М.Д. Середюк
А.Е. Сощенко
А.Л. Тимохин
В.К. Тянь
Я.М. Фридлянд
Р.Р. Хасанов
Г. Хофштаттер
Ш.Г. Шарипов
Н.Н. Шманов

Т77 Трубопроводный транспорт– 2020: тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020.– 352с.

ISBN 978-5-7831-2020-6

Представлены тезисы докладов международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020», 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 978-5-7831-2020-6

© Оформление ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет», 2020

© Коллектив авторов, 2020



Уважаемые участники конференции!

От имени руководства Уфимского государственного нефтяного технического университета приветствую участников Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020».

Конференция проводится в 15 раз и, несомненно, наращивает свою значимость. Проведение данного мероприятия позволяет поделиться актуальными научными достижениями в области трубопроводного транспорта энергоресурсов.

Совместная работа специалистов нефтегазовых компаний и научных сотрудников вуза помогает реализовать крупные проекты в области проектирования, сооружения и эксплуатации как магистральных трубопроводов, так и промысловых систем, работы используемого оборудования с учетом политики тепло- и энергосбережения. Обсуждение таких вопросов в неформальной обстановке плодотворно сказывается на результатах деятельности заинтересованных специалистов.

Привлечение молодых и признанных специалистов к обсуждению возможного пути решения многогранных задач трубопроводного транспорта эффективно отражается как на уровне подготовки, так и на дальнейших работах студентов, аспирантов и молодых ученых.

Высказываю надежду, что настоящая конференция будет полезна научным работникам, специалистам, работающим в области трубопроводного транспорта и смежных областях.

С уважением, ректор УГНТУ О.А. Баулин, 2020.

Уважаемые коллеги!

Рад приветствовать вас на XV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020».

*Настоящая конференция посвящается 90-летию со дня рождения профессора, доктора технических наук **Павла Ивановича Тугунова**, легендарного специалиста-трубопроводчика не только нашего вуза, но и страны.*

Пройдя путь не только выдающегося ученого, но и прекрасного руководителя, талантливого организатора науки Павел Иванович был заведующим кафедры гидравлики и гидромашин, одновременно работая проректором УНИ по научной работе.

*Именно Павел Иванович стоял у самых истоков создания в 1975 году факультета трубопроводного транспорта, первого в стране среди родственных вузов. Работа данной конференции также посвящается **45-летию образования Факультета трубопроводного транспорта**. Благодаря инициативам П.И. Тугунова в УНИ был построен новый учебный корпус, где разместилась основная выпускающая кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа» нового факультета и современная отраслевая лаборатория трубопроводного транспорта. Теперь в вузе работают его ученики и потомки, воспитывая новые поколения трубопроводчиков.*

От имени оргкомитета хочется пожелать всем участникам конференции творческих успехов и положительных результатов в исследовательской, образовательной и производственной деятельности.

*Председатель
оргкомитета конференции*



*академик Академии наук
Республики Башкортостан,
профессор Р.Н. Бахтизин
2020*

ТАЛАНТЛИВЫЙ УЧЕНЫЙ И ПЕДАГОГ

А.М. Шаммазов¹, А.А. Коршак², С.М. Султанмагомедов¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет,

²НТЦ ООО «НИИ Транснефть»

Резюме: 28 октября 2020 года исполнилось бы 90 лет видному ученому Павлу Ивановичу Тугунову, внесшему значительный вклад в развитие отрасли трубопроводного транспорта. В статье рассматривается тот значительный вклад, который П.И. Тугунов внес в развитие отрасли трубопроводного транспорта как ученый и педагог. Как ученый он был крупным специалистом в области «горячей» перекачки, последовательной перекачки разносортных нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу, перекачки нефти с растворенным газом, защиты трубопроводов и резервуаров от коррозии и ряде других. Им подготовлено 5 докторов и более 20 кандидатов технических наук. Как проректор по научной работе, он способствовал становлению аспирантуры и научных исследований в Уфимском нефтяном институте.

Возглавив кафедру гидравлики и гидромашин, П.И. Тугунов сформировал слаженный коллектив, способный решать самые разнообразные учебно-научные задачи. Об этом свидетельствуют результаты промышленных испытаний, многочисленные защиты кандидатских и докторских диссертаций.

Дело П.И. Тугунова продолжают его ученики.

Ключевые слова: Павел Иванович Тугунов, 90 лет со дня рождения, вклад в науку, кафедра гидравлики и гидромашин, ученики, факультет трубопроводного транспорта

28 октября 2020 года исполнилось бы 90 лет видному ученому Павлу Ивановичу Тугунову, внесшему значительный вклад в развитие отрасли трубопроводного транспорта.

Он родился в г. Сталинграде в семье железнодорожника. В 1949 году после окончания средней школы П.И. Тугунов поступил в Сталинградский механический институт, где обучался по специальности «Двигатели внутреннего сгорания». По окончании вуза в 1954 году он по распределению был направлен в Уфимский нефтяной институт (УНИ), где приступил к работе в должности ассистента кафедры теплотехники и термодинамики. Дальнейшая судьба Павла Ивановича неразрывно связана с этим вузом.

Начало педагогической деятельности П.И. Тугунова совпало с переездом на работу в УНИ из Москвы профессора В.С. Яблонского, оказавшего большое влияние на становление не только молодого ученого, но и всего вуза. В 1958 году П.И. Тугунов становится его аспирантом, посвятив себя изучению теплового взаимодействия подземных трубопроводов с внешней средой. Уже первые научные работы П.И. Тугунова «О распределении тепловой изоляции» (1961), «Прогрев грунта линейным источником» (1963) и другие отличаются высоким уровнем решения поставленных задач. Теоретические исследования он совме-

щает с проведением экспериментальных исследований теплообмена «труба-грунт» сначала на опытном трубопроводе во дворе лабораторного корпуса УНИ, а затем – в промышленных условиях, на нефтепроводе Озек Суат – Грозный. Закономерным итогом напряженного труда стала успешная защита в 1963 году кандидатской диссертации в Азербайджанском институте нефти и химии им. М. Азизбекова (Баку).

После этого Павел Иванович переходит работать на кафедру транспорта и хранения нефти и газа УНИ в должности доцента, что потребовало большого труда по освоению новых дисциплин. Кроме того, к сожалению, в том же 1963 году ушел из жизни его учитель – профессор В.С. Яблонский. Поэтому в дальнейшей научной работе формулировать и решать задачи исследований пришлось самому.



Аспирант П.И.Тугунов с помощью переносного потенциометра проводит измерение температурного поля грунта вокруг нефтепровода Озек-Суат-Грозный (1959)

Тем не менее, спустя всего семь лет, в 1970 году, П.И.Тугунов защитил в Москве диссертацию «Неустановившийся режим работы «горячих» трубопроводов» на соискание ученой степени доктора технических наук.

В ней Павлом Ивановичем были представлены результаты экспериментального изучения температурного поля грунта вокруг «горячего» трубопровода, определены эффективные коэффициенты теплоотдачи от наружной поверхности трубы в грунт в процессах прогрева и охлаждения трубопровода, обоснован методами математической статистики необходимый объем измерений при контроле за работой «горячего» трубопровода, разработаны технологии пуска «горячих» трубопроводов в эксплуатацию, а также их циклической перекачки, обосновано безопасное время остановки «горячих» трубопроводов, изучена динамика изменения температуры потока и потерь давления в процессе пуска,

даны рекомендации по рациональному применению тепловой изоляции трубопроводов и резервуаров.

В 1971 году П.И. Тугунов избирается заведующим вновь организованной кафедры гидравлики и гидромашин. Очень скоро его усилиями эта кафедра превратилась в серьезный учебный и научный центр. П.И. Тугунов создал очень работоспособный коллектив, в котором, по словам его ученицы Н.А. Гаррис, были и «светлые головы» и «золотые руки» - коллектив, который состоял словно из специально подобранных по своим качествам и способностям сотрудников. При этом Павел Иванович никого не выделял, ценил каждого. Он умело «выращивал» специалистов нужного профиля, оберегая при этом их индивидуальность. Этот его дар организатора позволил сделать кафедру сплоченной и сильной, с высококвалифицированным кадровым составом, способным решать самые сложные задачи трубопроводного транспорта жидких углеводородов.



На кафедре «Гидравлика и гидромашин» были популярны шахматные баталии

Особенно ярко это проявилось в проведении многочисленных промышленных экспериментов. Благодаря высокому авторитету П.И. Тугунова, «гидравлики» провели такие работы на крупнейшем в мире «горячем» нефтепроводе Узень – Гурьев - Куйбышев диаметром 1020 мм, на участках с перемежающейся мерзлотой нефтепровода Тарасовское-Муравленковское, на конденсаторо-проводе Уренгой - Сургут, на нефтепроводах Калтасы - Кутерем, Котур – Тепе -

Челекен, Оха - Комсомольск-на-Амуре, Узень - Шевченко, на мазутопроводах Кириши -Лисичанск, Салаватский нефтехимический комбинат - Стерлитамакская ТЭЦ, Ново-Уфимский НПЗ - ТЭЦ-2, Лисичанский НПЗ – Углегорская ГРЭС.

Как правило, выглядело это так. Вдоль трассы обследуемого трубопровода создавались комплексные замерные пункты, на которых бригады из двух человек, состоящие из преподавателей, аспирантов и студентов, в заданное время снимали показания манометров, термометров, термопар (при изучении температурного поля в грунте), отбирали при необходимости пробы перекачиваемой жидкости. Эти бригады ежедневно доставлялись на трассу, а в течение дня – снабжались горячим питанием.

П.И. Тугунов ставил рискованные опыты, которым трудно найти аналоги: проводил успешные эксперименты по остановке и пуску «горячих» трубопроводов, по циклической перекачке, по тепловому воздействию трубопроводов на грунт в районах вечной мерзлоты и т.д. Впоследствии полученные таким путем уникальные данные стали исходным материалом для проверки теоретически полученных зависимостей и украшали как кандидатские (С.В. Благарь, В.С. Галиев, Р.Г. Козлова, С.Е. Кутуков, В.В. Тихонов, Р.З. Ширгазина и др.), так и докторские (Л.С. Абрамзон, Н.А. Гаррис, В.В. Новоселов) диссертации. В результате проведенных исследований был внесен значительный вклад в развитие теории и практики «горячей» перекачки, т.к., как любил повторять соратник П.И. Тугунова - ветеран Великой Отечественной войны, д.т.н., профессор Л.Г. Колпаков, «с экспериментом трудно спорить».

Однако теплогидравлические режимы «горячих» трубопроводов были хотя и любимой, но далеко не единственной областью научных интересов Павла Ивановича. Он чувствовал потребности стремительно развивающегося в 1970-е годы трубопроводного транспорта, талантливо предвосхищал новые перспективные направления его развития.

Последовательная перекачка нефти и нефтепродуктов, прогнозирование изменения теплофизических свойств грунта, включая полностью водонасыщенные и мерзлые; реологические характеристики высоковязких нефтей и нефтепродуктов; транспортировка по трубопроводам неньютоновских жидкостей; предотвращение парафинизации трубопроводов; улучшение свойств транспортируемых продуктов путем применения депрессорных присадок, вибровоздействия, термо– и барообработки; теплообмен подводных трубопроводов; сокращение потерь нефти и нефтепродуктов при их трубопроводном транспорте; перекачка высоковязких нефтей в смеси с маловязкими разбавителями; трубопроводный транспорт газонасыщенной нефти и газовых конденсатов; транспортировка высоковязкой нефти в виде замороженных гранул; тепловые и гидродинамические процессы при испытаниях магистральных трубопроводов; защита трубопроводов и резервуаров от коррозии. В этих вопросах П.И.Тугунов был и остается признанным авторитетом.

Результатом столь многогранной научной деятельности Павла Ивановича стали более 300 научных работ, в том числе 40 монографий, учебников и учеб-

ных пособий, 35 подготовленных им кандидатов технических наук и 4 доктора технических наук.

П.И. Тугунов был не только блестящим ученым, но и крупным организатором науки. С 1972 по 1976 годы он совмещал заведование кафедрой с работой проректора УНИ по научной работе. На этом посту у него было немало забот – от расширения тематики научных исследований вуза в целом, контроля за деятельностью диссертационных советов, развития аспирантуры до формирование творческих связей с НИИ и производственными предприятиями. Благодаря инициативам в том числе и П.И. Тугунова, в УНИ был построен новый учебный корпус, где разместились выпускающая кафедра транспорта и хранения нефти и газа, а также отраслевая лаборатория трубопроводного транспорта. Он стоял и у истоков создания в 1975 году первого в стране факультета трубопроводного транспорта.



Профессор Павел Иванович Тугунов (1970-е годы)

Плодотворную научно-педагогическую работу профессор П.И. Тугунов совмещал с организационной. В разные годы он избирался членом Советского национального комитета международной ассоциации по гидравлическим исследованиям, научно-методического семинара Госкомитета СССР по народному образованию, членом секции трубопроводных систем Научного Совета АН СССР по комплексным проблемам энергетики, членом экспертного совета ВАК СССР, членом секции трубопроводного транспорта Миннефтепрома СССР, членом головных советов Минвуза РСФСР в Ленинградском горном и Тюменском индустриальном институтах, председателем районного общества «Знание» Орджоникидзевского района г. Уфы и др. В каждое дело П.И. Тугунов вкладывал частицу своего сердца.

Его кипучая деятельность была по достоинству оценена. Павлу Ивановичу были присвоены почетные звания «Заслуженного деятеля науки и техники» Башкирской АССР (1978) и Российской Федерации (1992), он был удостоен нагрудных знаков Министерства высшего и специального образования СССР «За отличные успехи в работе» и Миннефтепрома СССР «Отличник нефтяной промышленности», бронзовой медали Главного комитета ВДНХ СССР.

В жизни Павел Иванович был удивительно скромным человеком. Он никогда не кичился своими ученой степенью и званием. Правда, в командировочных удостоверениях просил их обязательно указывать, потому что «иногда это помогает устроиться в гостинице в Москве». Такие были времена.

Ничто человеческое не было ему чуждо. Помимо постоянной творческой работы над новыми книгами и статьями, он увлекался филателией и рыбной ловлей, с удовольствием посещал театр, много свободного времени посвящал книгам, хорошо разбирался в вопросах истории, культуры и музыки.

Бок о бок рядом с П.И. Тугуновым на протяжении всей его жизни была супруга – Роза Анатольевна Егорова. Она работала на кафедре высшей математики УНИ старшим преподавателем и даже не стремилась к защите кандидатской диссертации. Потому, что свою жизнь она посвятила Павлу Ивановичу и сыну Михаилу, также окончившего кафедру транспорта и хранения нефти и газа.

Верными друзьями Павла Ивановича были крупные ученые в области трубопроводного транспорта - М.В. Нечваль и В.Ф. Новоселов. В соавторстве с ними он написал целый ряд книг и статей, в числе которых «Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам», «Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров», «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов», «Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам».

К сожалению, в 1975 году М.В. Нечваля, уже прошедшего предзащиту докторской диссертации, не стало. В.Ф. Новоселов вслед за Павлом Ивановичем также защитил докторскую диссертацию в 1972 году. Примечательно, что ставший доктором технических наук П.И. Тугунов раньше его, не стал оспаривать звание родной кафедрой у тогдашнего заведующего В.Ф. Новоселова, а воз-

главил новую – гидравлики и гидромашин, дав старт ее успешной деятельности на многие годы.

Ни на минуту Павел Иванович не забывал о воспитательной работе. Даже в аспирантах он видел, прежде всего, будущих преподавателей. Поэтому молодых людей, не соответствующих, на его взгляд, этому высокому званию, он к себе в аспирантуру не брал.

Павел Иванович пользовался глубоким уважением всех, кто его знал. Исключительная трудоспособность, великолепная эрудиция, высокая требовательность к себе сочетались в нем с доброжелательным отношением к окружающим, заботой о подчиненных. Он уважительно относился ко всем, кто обращался к нему за советом и никогда не говорил: «Приходите завтра», а тут же решал любой вопрос, как бы ни был занят.

Прожил Павел Иванович до обидного мало. Неожиданно для многих, 4 февраля 1993 года, на 63-м году жизни он скончался. Свой последний день Павел Иванович провел на работе, куда пришел, несмотря на плохое самочувствие.

Его помнят и, по-прежнему, любят коллеги и ученики. О жизни и научных достижениях П.И. Тугунова рассказывается в Башкирской энциклопедии, в Свободной энциклопедии Урала, Большой энциклопедии нефти и газа, на сайте Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ). В музее УГНТУ имеется экспозиция, посвященная Павлу Ивановичу. В его юбилейные годы в УГНТУ были проведены международные учебно – научно – практические конференции «Трубопроводный транспорт», приуроченные к 75 и 80 – летию П.И. Тугунова.

Память педагога и ученого – в его учениках. Сотни выпускников Уфимского нефтяного института трудились и продолжают трудиться на благо отрасли транспорта и хранения нефти и газа. Как показала жизнь, они с теплотой вспоминают даже самых строгих, но справедливых педагогов. А Павел Иванович студентов любил.

Продолжают дело своего Учителя его бывшие аспиранты и соискатели. Доктор технических наук, профессор Н.А. Гаррис (заведующая кафедрой гидравлики и гидромашин УГНТУ в 2008-2012 гг.) является ведущим специалистом в области «горячей» перекачки, предложила использовать динамические характеристики для расчета нестационарных режимов их функционирования, разработала регламенты эксплуатации нефтепроводов в вечномерзлых грунтах с обеспечением сохранности окружающей среды, провела оригинальные работы по изучению влияния тепловых режимов магистральных газопроводов на стресс-коррозию, обосновала направления использования тепловых насосов при трубопроводном транспорте углеводородов для уменьшения энергопотребления.

Доктор технических наук, профессор Ю.В. Колотилев (с 2014 года профессор кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и с 2017 года профессор кафедры высшей и прикладной математики Астраханского государственного технического универси-

тета разработал основы концептуального проектирования технологических и организационных процессов строительного производства, создал принципы, средства и методы научно-технической и научно-производственной деятельности по решению системотехнических проблем строительства и эксплуатации нефтегазопроводов. Прикладная направленность работ выражается комплексом экспертных компьютерных систем проектирования технологии и организации производства строительно-монтажных работ при сооружении объектов различного назначения, методологическими основами разработки и реализации информационно-вычислительных технологий технико-экономического анализа строительных проектов.

Доктор технических наук, профессор А.А. Коршак (заведующий кафедрой гидравлики и гидромашин УГНТУ в 2002-2008 гг., заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета в 2008 – 2012 гг., ныне - заведующий лабораторией экологии и разработки ресурсосберегающих технологий НТЦ ООО «НИИ Транснефть») разработал научные основы трубопроводного транспорта нефти в газонасыщенном состоянии, развил теорию потерь нефти и нефтепродуктов от испарения, исследовал фактическую эффективность традиционных средств сокращения указанных потерь, разработал теоретические основы рекуперации паров нефти и нефтепродуктов и ряд установок для их улавливания.

Доктор технических наук, доцент С.Е. Кутуков (ответственный редактор журнала «Нефтегазовое дело» УГНТУ, главный специалист сектора повышения надежности эксплуатации трубопроводов БашНИПИнефть в 2013-2016 гг., ныне - главный научный сотрудник управления математического моделирования и технологий трубопроводного транспорта НТЦ ООО «НИИ Транснефть») является крупным специалистом в области функциональной диагностики работы магистральных нефтепроводов.

Доктор технических наук, профессор В.В. Новоселов (заведующий кафедрой гидравлики и гидромашин УГНТУ в 1997 - 2001 гг., начальник технологического отдела, главный специалист отдела экспертизы и проектной документации АО «Гипротрубопровод», начиная с 2001 г.) исследовал вопросы повышения эффективности проектирования и эксплуатации магистральных нефтегазопроводов, исследовал теплогидравлические режимы магистральных трубопроводов в сложных геогидрологических условиях прокладки, создал методологию прогнозирования образования внутритрубных отложений при транспорте газовых конденсатов и определения количества теряемого продукта при авариях из свищей и микротрещин в различные внешние среды (атмосфера, грунт, вода).

Продолжает успешно работать созданная Павлом Ивановичем кафедра гидравлики и гидромашин, ставшая выпускающей и сменившая название на более соответствующее ее статусу – кафедра гидрогазодинамики трубопроводного транспорта и гидромашин.

Наконец, успешно защитил магистерскую диссертацию и работает ассистентом в УГНТУ внук Павла Ивановича - Павел Михайлович, ставший продолжателем династии ученых в семье Тугуновых.

У дерева с мощными корнями – пышная крона.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Уфимский государственный нефтяной технический университет / сост. проф. А.И. Спивак. Под общ. ред. А.М. Шаммазова. М.: Недра, 1998. 351 с.
2. Коршак А.А., Коршак А.А., Забазнов А.И., Новоселов В.В. и др. Трубопроводный транспорт неустойчивого газового конденсата. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. 224 с.
3. Новоселов В.В. Павел Иванович Тугунов. Уфа.: Изд-во УГНТУ, 1998.
4. Романов В. ИА «Башинформ». Павел Тугунов – видный представитель отечественной трубопроводной науки (к 85-летию со дня рождения). URL: <http://www.bashinform.ru/news/777853-pavel-tugunov-vidnyy-predstavitel-otechestvennoy-truboprovodnoy-nauki-k-85-letiyu-so-dnya-rozhdeniya/> (дата обращения 22.09. 2020).

ТВОРЧЕСКИЙ ТРУД – НЕИЗГЛАДИМЫЙ СЛЕД В ЖИЗНИ

*Н.А. Гаррис, д.т.н., профессор, профессор кафедры
«Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины», УГНТУ, г.Уфа*

28 октября исполняется 90 лет со дня рождения заслуженного деятеля науки и техники Башкирской АССР и Российской Федерации, доктора технических наук, профессора Павла Ивановича Тугунова, выдающегося ученого и крупнейшего специалиста в области трубопроводного транспорта, внесшего огромный вклад в успешное развитие отечественной науки и нефтегазового комплекса нашей страны.

Тугунов П.И. родился в г. Сталинград. После школы в 1949 г. он поступил учиться в Сталинградский механический институт на специальность «Двигатели внутреннего сгорания», по окончании которого в 1954 г. по распределению был направлен в Уфимский нефтяной институт (УНИ) на работу в должности ассистента кафедры «Теплотехника и термодинамика».

Начало педагогической деятельности П.И. Тугунова совпало с приездом на работу в УНИ из Москвы профессора В.С. Яблонского, оказавшего большое влияние на становление молодого ученого. В 1958 г. П.И. Тугунов стал его аспирантом и в 1961 г. перешел работать на кафедру «Транспорт и хранение нефти и газа».

Научная деятельность П.И. Тугунова в этот период была посвящена изучению тепловое взаимодействие подземных трубопроводов с внешней средой. Современным аспирантам, наверное, трудно это себе представить, но Павел Иванович свою работу в аспирантуре начал с «титанического труда», с того, что выкопал 6 траншей глубиной в 2 метра и заложил в них 6 труб с электронагревом, вокруг каждой из которых установил сетку из 100 термопар. Его экспериментальные исследования были настолько фундаментальны, что не только составили основу его кандидатской (1963 г.) и докторской (1970 г.) диссертаций, но стали классическими и широко использовались при решении задач теплообмена в трубопроводном транспорте.

В дальнейшем, круг научных интересов П.И. Тугунова постоянно расширялся. Этому в значительной степени способствовало бурное развитие магистральной трубопроводной системы страны с начала 60-х годов, которое ставило перед отечественной наукой сложные задачи - освоение новых месторождений высоковязких и высокозастывающих нефтей в Казахстане, строительство трубопроводов большой протяженности и большого диаметра в сложных природно-климатических условиях Западной Сибири и др.

Великолепная эрудиция и фундаментальные научные знания, которыми обладал Павел Иванович Тугунов, позволяли ему проводить исследования в самом широком спектре проблем магистрального трубопроводного транспорта, в том числе на «стыках» специализаций. Здесь можно лишь укрупненно перечислить направления, в которых Павел Иванович оставил научное наследие и пользовался заслуженным авторитетом: теплообмен «горячих» трубопроводов

с окружающей средой; оптимизация режимов эксплуатации «горячих» трубопроводов; применение тепловой изоляции на трубопроводах и резервуарах; прогнозирование изменения теплофизических свойств грунта, включая полностью водонасыщенные и мерзлые; тепловое взаимодействие трубопроводов с вечной мерзлотой; реологические свойства высоковязких нефтей и нефтепродуктов; транспортировка по трубопроводам неньютоновских жидкостей; предотвращение парафинизации трубопроводов; улучшение свойств транспортируемых продуктов путем применения депрессорных присадок, вибровоздействием, термо- и барообработкой; последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов; сокращение потерь нефти и нефтепродуктов при их трубопроводном транспорте; перекачка высоковязких нефтей в смеси с маловязкими разбавителями; перекачка газонасыщенных жидкостей, включая газовые конденсаты; тепловые и гидродинамические процессы при испытаниях магистральных трубопроводов; защита трубопроводов и резервуаров от коррозии и др.

Одновременно с активной научной деятельностью Павел Иванович занимался непростой и нередко напряженной административной работой.

В 1971 г. П.И. Тугунов был назначен заведующим кафедрой «Гидравлика и гидромашины», где трудился до последних дней своей жизни. За годы его руководства кафедра превратилась в серьезный учебный и научный центр. Благодаря своим личным и профессиональным качествам Павлу Ивановичу удалось создать необычайно работоспособный коллектив с высококвалифицированным кадровым составом, который не только успешно справлялся с учебной и методической работой, но и был способен решать самые сложные задачи трубопроводного транспорта жидких углеводородов. Для этого Павел Иванович непрерывно привлекал к научным исследованиям практически всех сотрудников кафедры и, особенно, молодых специалистов, вдохновляя их своим примером и прививая им любовь к науке.

Далеко не каждая кафедра может гордиться тем, что проводила промышленные эксперименты. Благодаря высокому авторитету Павла Ивановича Тугунова коллектив кафедры «Гидравлика и гидромашины» проводил исследования на крупнейшем горячем нефтепроводе Гурьев-Куйбышев диаметром 1020 мм, нефтепроводе Тарасовское-Муравленковское на участках с перемежающейся мерзлотой, конденсатопроводе Уренгой-Сургут, нефтепроводах Калтасы-Кутерем, Котур-Тепе-Челекен, Озек-Суат-Грозный, Оха-на-Сахалине - Комсомольск-на-Амуре, Узень-Шевченко, мазутопроводах Кириши-Лисичанск, Салаватский нефтехимический комбинат (СНХК) - Стерлитамакская ТЭЦ, Ново-Уфимский НПЗ-ТЭЦ-2, Лисичанский НПЗ - Углегорская ГРЭС.

П.И. Тугунов ставил опыты, аналоги которым трудно найти: останавливал и успешно пускал «горячие» трубопроводы, организовывал циклическую перекачку и выполнял эксперименты в «вечной мерзлоте».

Сотрудники кафедры - ученики П.И. Тугунова - до сих пор вспоминают, как с большим интересом участвовали в промышленных экспериментах. В то время это казалось обычным делом. Сейчас, оглядываясь назад, становится понятно, насколько это было сложно и рискованно. И надо было быть очень сме-

лым и решительным человеком, уверенным в своих знаниях и опыте. И ему доверяли.

Характерно, что все эксперименты были очень результативны. Они на долгие годы стали той основой, на которой проверялись и отрабатывались все теоретические решения. Под руководством П.И. Тугунова 35 человек защитили кандидатские диссертации и 4 – докторские. Им опубликовано более 300 научных работ, в том числе 40 монографий, учебников и учебных пособий. Отличительной чертой большинства исследований, выполненных Павлом Ивановичем и при его непосредственном руководстве, является доведение полученных результатов до практической реализации. Это требование он постоянно предъявлял к себе и прививал своим ученикам.

С 1972 по 1976 гг., будучи заведующим кафедрой, Павел Иванович чрезвычайно плодотворно работал проректором УНИ по научной работе. Этот период для УНИ характеризовался интенсивным развитием научных работ. Расширялись тематика и объемы исследований. Устанавливались творческие связи с научно-исследовательскими институтами, производственными предприятиями. Росло число кафедр, на которых открывалась аспирантура. Защищались кандидатские и докторские диссертации. Все эти важные события в жизни института происходили при непосредственном участии П.И. Тугунова и были успешно реализованы во многом благодаря его организаторским способностям и таланту ученого.

Не менее насыщенной была общественная деятельность П.И. Тугунова. В разные годы он избирался членом Советского национального комитета международной ассоциации по гидравлическим исследованиям, научно - методического семинара Госкомитета СССР по народному образованию, членом секции трубопроводных систем Научного Совета МН СССР по комплексным проблемам энергетики, членом экспертного совета ВАК СССР, членом секции трубопроводного транспорта Миннефтепрома СССР, членом головных советов Минвуза РСФСР в Ленинградском горном и Тюменском индустриальном институтах, председателем районного общества «Знание» Орджоникидзевого района г. Уфы и др.

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

Павел Иванович Тугунов был Учителем в полном смысле этого слова и оставил после себя школу: учеников, традиции, накопленный опыт общения, творческий потенциал, заложенный в его учебниках и монографиях. Он принадлежал к той редкой категории людей, которые способны многое изменить, создать необходимые условия для стремительного развития организации, отрасли, которые служат высоким целям и ради этого способны от многого отказаться и многим рисковать, посвящают своей работе все свое время и отдают ей

все свои силы. Его трудовой путь - это яркий пример высокой целеустремленности, ответственного отношения к делу и верности избранной профессии.

В этом году наряду с юбилеем П.И. Тугунова исполняется 50 лет кафедре «Гидравлика и гидромашины» (ныне кафедра «Гидрогазодинамика трубопроводных систем и гидромашины»), которая и сегодня занимает достойное место в структуре Уфимского государственного нефтяного технического университета. Долгое время на кафедре трудились и продолжают трудиться ученики Павла Ивановича, передавая молодому поколению специалистов свой бесценный опыт и сохраняя добрую память о замечательном Человеке...

**СЕКЦИЯ
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

СОВМЕЩЁННЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ЛУПИНГОМ И ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Э.И. Ахметгареева, Н.Г. Коноплёв, УГНТУ, г. Уфа

При гидравлических расчётах инженеры используют уравнение баланса потенциальной энергии (уравнение баланса напоров), которое представляет собой совмещение уравнение источника энергии и потребителя энергии - трубопровода. При расчётах магистральных газопроводов обычно такое уравнение не записывается. Отдельно записывают уравнение квадратов перепада давления и на основании этого по приведенным характеристикам нагнетателя определяют частоту вращения ротора центробежного нагнетателя (ЦН) [1]. Для газопроводов с лупингом или параллельным трубопроводом существуют зависимости, отражающие связь протяжённости лупинга и увеличения производительности [2]. В статье [3] приводятся универсальные уравнения газоперекачивающего агрегата (ГПА), связывающие степень сжатия, частоту вращения и приведённую производительность.

Целью работы явилось получение более простых зависимостей степени сжатия ГПА, частоты вращения и приведённой производительности, а также совмещение полученной зависимости с газодинамической характеристикой магистрального газопровода с лупингом для определения необходимой длины лупинга и частоты вращения ротора ГПА при заданной производительности. В работе, на данном этапе, рассматривалась система магистрального газопровода, состоящая из двух участков равной длины (или близкой к этому) параллельно которому проходит другой, аналогичный магистральный газопровод, того же диаметра и протяжённости – случай с плановыми ремонтными работами на двух компрессорных станциях. Пример показан на рисунке 1. Также можно выделить и другие случаи, но они в данной работе не рассматриваются.

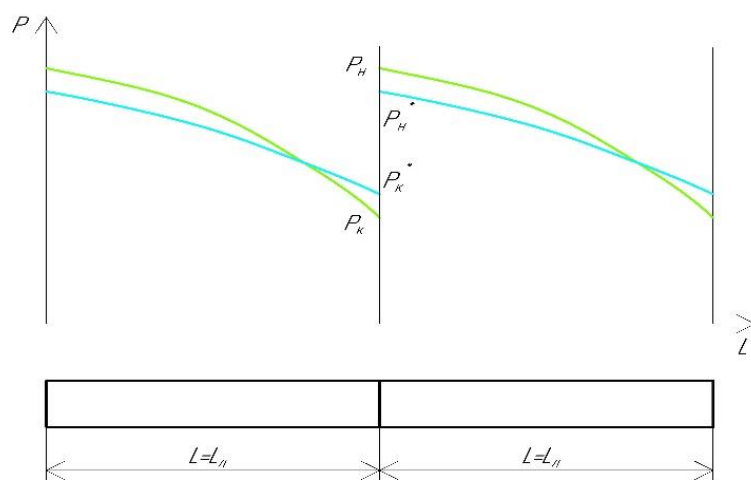


Рисунок 1 – Распределение давления в магистральном газопроводе с параллельным участком равной протяжённости и диаметра до включения этого параллельного участка и после включения его в систему с первым газопроводом

Авторами была получена более простая универсальная зависимость степени сжатия нагнетателя от числа оборотов ротора ЦН и приведённого расхода газа. На данном этапе эта зависимость получена только для ГПА-Ц-16/76. Погрешность расчёта степени сжатия по данной зависимости не превышает 0,5 %.

Связь степени сжатия ГПА, частоты вращения, приведённого расхода от протяжённости лупинга или параллельного участка газопровода, для описанной выше схемы, выражается в специальной системе уравнений. В виду ограничения объёма изложения материала данная система не приводится.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Муфтахов, Е.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации магистральных газопроводов: учебное пособие / Е.М. Муфтахов, В.Н. Муфтахова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 125 с.
- 2 Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газопроводов: Учебник для ВУЗов. - СПб.: Недра, 2008. - 488 с.
- 3 Коршак А.А, Козлова Т.В. Зависимости, описывающие характеристики центробежных нагнетателей природного газа // Горный информационно-аналитический бюллетень, М.: МГГУ, 2012, №4. - с. 281-284.

УДК 625.12

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ИНЖИНИРИНГА В РОССИИ И ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ

*А.Р. Бахтизина, С.А. Кесаев, С.В. Малинин,
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Повышение эффективности технологических и производственных процессов как показывают современные тенденции невозможно без активного участия инжиниринговых компаний.

Использование понятия “инжиниринг” во многом определяется этимологией слова: *ingeniare* (лат.) – обнаруживать.

Основное отличие зарубежных трактовок термина «инжиниринг» от российских заключается в том, что под «зарубежным» инжинирингом понимается деятельность, связанная с бизнес-процессом, в то время как в российской практике коммерческий интерес не является первоочередным [5]. Таким образом, под инжинирингом следует понимать деятельность, связанную с верификацией исследований и креативным применением научно-технических знаний на практике в виде бизнес – услуг, сопровождающих все этапы инновационных процессов и обеспечивающих доведение их до реализации в реальном секторе экономики.

Опираясь на анализ мирового рынка инжиниринговых услуг, учитывая особенности его развития и участие государства в развитии инжиниринга, можно выделить три модели инжиниринга: германскую модель развития инжиниринга (индустриальную); американскую (специализированную); индо-китайскую (оффшорную) (см. таблицу 1).

Таблица 1– Типы моделей инжиниринга

Германская модель	Индо-китайская модель	Американская модель
Индустриальный инжиниринг применение методов и знаний по целостному анализу, оценке и формированию комплексных систем, структур и процессов организации предприятия	Оффшорный инжиниринг определенные территории (оффшорные зоны), на которых создаются необходимые условия для создания и развития инжиниринговых организаций	Специализированный инжиниринг крупные специализированные инжиниринговые организации, имеют знания в НИОКР и распространяют свои услуги, путем создания инжиниринговых филиалов по всему миру
Зависимые малые и средние инжиниринговые организации; Концепция приоритетов (З-П – предприятие, отечество, мир); Полисферные кооперации	Инвестиционно-инновационная привлекательность; «Чужие» технологии; «Чужие» человеческие ресурсы; Инжиниринговые центры	Крупные независимые инжиниринговые компании; Дочерние международные компании (приоритетные отрасли); «Гибкий» подход к подготовке кадров

Следует отметить и складывающуюся российскую модель инжиниринга (интеграционный инжиниринг). Исходя из специфики инжиниринговой деятельности, можно выявить особенности российской модели инжиниринга по сравнению с мировыми моделями.

Россия продвигается по своему пути развития инжиниринговой деятельности, учитывая особое социально-экономическое положение. Интеграция инжиниринга происходит поэтапно, при пристальном внимании государства, о чем символизирует принятая «дорожная карта 2020-2025» в области инжиниринга и промышленного дизайна. На сегодня зафиксирован рост: количества совместных предприятий в области инжиниринга (до 10); доли малого и среднего бизнеса (42 %); объема внутреннего рынка отрасли (до 2,8 трлн. руб.); количества инжиниринговых центров на базе ВУЗов (72); количества новых рабочих мест (13,5 тыс.). Государство, бизнес, университеты и научные институты объединили усилия, и если опираться на плановые и фактические показатели, представленные в дорожной карте по развитию инжиниринга, то можно говорить о правильном векторе развития инжиниринговой деятельности в России. Определены конкретные цели, включающие в себя увеличение объема внутреннего рынка инжиниринговых услуг к 2025 году до 3,9 трлн. рублей. А также увеличение роста доли малых и средних предприятий в структуре этой отрасли до 45%.

Для достижения этих показателей необходимо повысить качество государственного регулирования и обеспечить создание эффективной системы кад-

рового обеспечения. К числу необходимых мер развития инжиниринга следует отнести создание передовых профильных центров, разработку мер налогового и льготного стимулирования и мотивировании отраслевых промышленных компаний к созданию на их базе инжиниринговых филиалов.

Современные реалии доказывают, что стратегии развития инжиниринга имеют различные варианты в разных странах, которые зависят от размера ее территории, особенностей экономики, численности населения, структуры и объема валового национального дохода, уровня и качества жизни населения. Исследованные модели развития инжиниринга в различных странах позволяют выделить их особенности и предопределить вектор их развития в ближайшей перспективе. Опираясь на опыт развития инжиниринга разных стран можно говорить о том, что оно достигается через технологическое партнёрство с инвесторами в различных интерпретациях, основной целью которого является восстановление недостающих звеньев инновационного цикла. Вузы, НИИ, конструкторские бюро, проектные организации, стартапы, бизнес-инкубаторы, инжиниринговые центры призваны объединить важнейшие элементы национальной инновационной системы и повысить ее эффективность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтизина А.Р., Кесаев С.А., Малинин С.В. Развитие инжиниринга в нефтегазовом секторе России. Материалы IX Международной научно-практической конференции 19 июля 2019 года. Современные тенденции в экономике и финансах.
2. Безродный А.А, Цзинь В., Короленок А.М. Целепологание, устойчивость и построение структур систем нефтепродуктообеспечения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №1. – С.99.
3. Кесаев С.А. Методические аспекты по совершенствованию процесса регулирования инжиниринговой деятельности в России // Вестник Евразийской науки, 2018 №1, <https://esj.today/PDF/13ECVN118.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
4. Лямкин И.В. Цифровые технологии в системе профессиональных квалификаций: компетентностно-ориентированный подход // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №5. – С. 578.
5. Официальный сайт независимого консультанта С.А. Мишин [электронный ресурс]: <http://mishin-s.ru/> (дата обращения 28.02.2020).

УДК 622.692

ГИБРИДНЫЕ ГАЗОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАГИСТРАЛИ НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА СВЕРХПРОВОДИМОСТИ В КРИОГЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Л.Р. Башарова, Н.Ю. Дудников, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа

Несмотря на ускоренные темпы роста индустрии сжиженного природного газа и практически неиссякаемые запасы дешевого голубого топлива в стране, его использование для внутреннего рынка значительно отстает от аналогичных показателей наиболее развитых стран, преимущественно импортирующих его, в том числе, из России. Данный факт препятствует развитию и индустриализации удаленных и труднодоступных поселений, преимущественно расположенных в северных широтах страны с преобладанием низких температур окружающей среды в течение большей продолжительности года.

Основные производства сжиженного природного газа, сосредоточенные в арктическом поясе и преимущественно ориентированные на внешний рынок сбыта, экспортируют значительные объемы природного газа морским путем. В пользу выбранного маршрута играют низкие температуры северного пути, при которых энергозатраты на производство и транспортировку сжиженного газа в разы ниже по сравнению с традиционным методом доставки голубого топлива по магистральным газопроводам. Последние, в силу исторических особенностей развития газотранспортной отрасли, также ограничены рынками как внешнего, так и внутреннего сбыта, так как все существующие магистрали ориентированы на западное направление, что является одной из причин сдерживания развития и освоения восточной части страны, задачи стратегической и архиважной.

Примечателен факт, что удаленные от мест прохождения энергетических центральных производств сжиженного природного газа вынуждены использовать значительную часть ископаемого топлива для собственного энергоснабжения, в то время как города, включая миллионники, в негазифицированной Восточной Сибири, все еще продолжают сжигать уголь и мазут. Немаловажным в данном вопросе является и экологический аспект проблемы, с одной стороны, ведущий к рискам изменения естественного арктического климата районов производства сжиженного природного газа из-за значительной эмиссии углекислого газа, а с другой – к ухудшению экологической обстановки в городах, расположенных вдали от месторождений и магистралей природного газа.

Комплексное решение вышеописанных энергетических и экологических проблем может быть достигнуто за счет создания гибридных газоэлектрических энергомагистралей, соединяющие места производства сжиженного природного газа с основными энергоузлами страны, представляющие низковольтные линии электропередач, совмещенные с трубопроводами сжиженного природного газа, криогенные условия эксплуатации которых создают условия для возникновения эффекта сверхпроводимости заключенных внутри трубопроводов проводников, обеспечивая передачу высокой мощности на дальние расстояния практически без потерь энергии. Важно, что высокие затраты электроэнергии для создания криогенных условий компенсируются за счет эффекта сверхпроводимости.

УДК 330.322.2

НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

С.В. Бословяк, УО «ПГУ», г. Новополоцк, Беларусь

Отраслевая и территориальная структура экономики Беларуси объективно предопределяет значимую роль трубопроводного транспорта нефти, газа и нефтепродуктов. Несмотря на некоторое снижение объемов грузооборота магистрального трубопроводного транспорта в период с 2015 г. по 2019 г., его доля в общем объеме грузооборота страны оставалась преобладающей и составляла от 41,3 % до 48,1 %. Удельный вес транзитной составляющей в общем объеме

грузооборота трубопроводного транспорта в данном периоде сложился на уровне 78,7-81,6 % [1].

Одним из необходимых условий обеспечения требуемого уровня пропускной способности магистральных трубопроводов и конкурентоспособности организаций трубопроводного транспорта является их эффективная инвестиционная деятельность, что обусловлено значительной фондоёмкостью, технологичностью современного оборудования газонефтепроводов и высоким уровнем автоматизации транспортных операций.

В последние годы организациями трубопроводного транспорта республики реализуется ряд масштабных инвестиционных проектов. Так, в январе 2019 года осуществлен ввод в эксплуатацию нефтепродуктопровода «Новополоцк-Фаниполь», позволившего начать перекачку светлых нефтепродуктов от ОАО «Нафтан» до крупнейшего их хранилища в стране. Стоимость такой перекачки существенно ниже удельных затрат на перевозку нефтепродуктов железнодорожным транспортом, вследствие чего данный инвестиционный проект окупится за 7-8 лет.

В октябре 2020 года ОАО «Гомельтранснефть Дружба» начало строительство магистрального трубопровода «Гомель-Горки» с планируемой продолжительностью инвестиционной стадии 1 год и 9 месяцев. В процессе реализации инвестиционного проекта строительство первых пусковых очередей совмещается с завершением подготовки и согласования последних очередей. Кроме того, планируется использовать ряд инновационных решений, например, автоматизированный комплекс орбитальной сварки для обеспечения гарантированного качества выполнения сварного шва. Строительство нефтепровода даст возможность соединить две ветки магистрального нефтепровода «Дружба» на территории Беларуси и создаст условия для дальнейшего развития инфраструктуры резервуарных парков и диверсификации перекачки нефти между ОАО «Нафтан» и ОАО «Мозырский НПЗ».

Вторым по значимости направлением инвестиционной деятельности трубопроводных организаций является реконструкция подводных переходов через водные преграды, что обусловлено особенностями рельефа территории Беларуси и проложенными маршрутами трасс нефтепровода «Дружба». ОАО «Гомельтранснефть Дружба» ежегодно осуществляет масштабную реконструкцию 1-2 таких переходов.

Последствиями недостаточного инвестирования в развитие трубопроводного транспорта можно считать нарушение нормативных сроков службы, модернизации, капитального ремонта, замены оборудования на инфраструктурных объектах, транспорте, на коммунальных системах жизнеобеспечения и др. [2, с. 67]. Поэтому ОАО «Гомельтранснефть Дружба» постоянно осуществляет капитальные вложения с целью замены участков линейной части магистральных нефтепроводов, модернизации оборудования и резервуарного парка линейных перекачивающих станций. Подобные работы проводятся и на объектах (линейных и площадочных) магистральных газопроводов ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Строительство и реконструкция объектов проходят с ис-

пользованием экологически безопасных технологий, обеспечивающих экономное расходование сырья, материалов и энергоносителей.

Такая модернизация позволяет поддерживать объекты магистральных газонефтепроводов в работоспособном состоянии, обеспечивающем надлежащее качество и безопасность оказания транспортных услуг, а также способствует получению экономического эффекта за счет внедрения более энергоэффективного и автоматизированного оборудования, современных систем управления процессами транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов.

Следует отметить, что во многих случаях эффект от проведения подобной модернизации является интегральным, что актуализирует проблему корректного и точного подсчета всех возможных экономических выгод, как от снижения эксплуатационных затрат, так и от поддержания оптимальных объемов перекачки углеводородного сырья и нефтепродуктов.

Другой проблемой является своевременный учет рисков на всех стадиях инвестиционного проекта. Необходимо принимать во внимание возможность изменения в процессе реализации инвестиционных проектов таких важных параметров как: сроки и объемы финансирования; сроки и стоимость строительства, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, реконструкции, модернизации; сроки поставок и стоимость оборудования, материалов, ресурсов и сырья; грузооборот; эксплуатационные затраты; тарифная выручка [3, с. 216]. Разрабатываемый в дальнейшем комплекс мероприятий по мониторингу и управлению критическими значениями этих параметров даст возможность контролировать их влияние на ход реализации проектов.

Решение этих проблем позволит повысить эффективность функционирования и улучшить инвестиционную привлекательность организаций магистрального трубопроводного транспорта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Транспорт в Республике Беларусь: статистический сборник. – Мн., 2020. – 22 с.
2. Кузнецова, А.И., Пастухов, Д.Ю. Инвестирование развития и модернизации трубопроводной транспортной инфраструктуры страны // Транспортное дело России. – 2014 – № 1, – с. 67-69.
3. Авдеева, Л.А. Методические принципы экономической оценки эффективности инвестиций в трубопроводный транспорт нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2004 – № 63. – С. 215-221.

УДК 622.692

РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА ПО МИНИМАЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОЙ ТОЛЩИНЕ СТЕНКИ ТРУБЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ

Б.Р. Валитов, А.И. Кулешов, Р.Ф. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа

Находящаяся в эксплуатации система магистральных и промысловых трубопроводов должна отвечать заданному уровню надежности. Надежность в зависимости от назначения объекта состоит из сочетания свойств: безотказность, долговечность, ремонтпригодность и др [1].

В последнее время все большее внимание уделяется мировой экологической обстановке. Разлив нефти из магистрального нефтепровода может приравниваться к стихийному бедствию, которое влечет за собой экологические проблемы, вплоть до разрушения экосистемы близлежащей территории. В связи с этим, необходимо повышать надежность эксплуатации трубопроводов и минимизировать вероятность попадания углеводородов в окружающую среду.

Надежность эксплуатации трубопроводов напрямую зависит от их технического состояния. Расчет остаточного ресурса трубопровода помогает отслеживать его текущее состояние, своевременно предсказывать и предотвращать аварийные ситуации.

В качестве примера для расчета был выбран магистральный нефтепровод Усть-Балык–Курган–Уфа–Альметьевск, находящийся в эксплуатации с 1973 года. Средний срок службы магистральных нефтепроводов составляет 25-35 лет. Соответственно, срок службы данного нефтепровода, возможно, был исчерпан. В связи с этим выполнен расчет его остаточного ресурса. Характеристики нефтепровода Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск: диаметр $D_n = 1220$ мм; номинальная толщина стенки $t_n = 15$ мм; $P_{раб} = 5,3$ МПа; труба изготовлена из стали 17Г1С с пределом прочности $\sigma_{вр} = 550$ МПа и пределом текучести $\sigma_{0,2} = 353$ МПа [2].

Определена отбраковочная толщина стенки, мм:

$$t_{отб} = \frac{nPaD_n}{2(R_1 + nP)} = \frac{1,2 \cdot 5,8 \cdot 1 \cdot 1220}{2 \cdot (314,2875 + 1,2 \cdot 5,8)} = 13,22$$

Найдена средняя скорость коррозии, мм/год:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} = \frac{15 - 11,5}{2020 - 1973} = 0,096$$

Рассчитана долговечность (остаточный ресурс) нефтепровода по минимальной вероятной толщине стенки трубы, лет:

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{11,5 - 13,22}{0,096} = -17,9$$

Оценив результат расчета, можно сделать вывод о необходимости замены трубы для возможности дальнейшей эксплуатации нефтепровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Мугаллимов, Ф.М. Расчет остаточного ресурса трубопровода по данным диагностического обследования – минимальной толщине стенки трубы с учетом коррозионно-эрозионного износа трубы: учебно-методическое пособие / Мугаллимов Ф.М., Григорьева Н.В., Гайсин Э.Ш. – Уфа: УГНТУ, 2012. – 34 с.
- 2 Кулешов, А.И. Современное проектирование и эксплуатация нефтепроводов / Р.У. Рабаев (отв. редактор), А.И. Могучев, Ф.Н. Янгиров, С.М. Султанмагомедов, З.Х. Павлова, Т.Б. Лейберт, М.Н. Рахимов, Р.Р. Тляшева, Ф.Ш. Хафизов, А.С. Верещагин, Д.В. Кузнецов, Н.З. Солодилова, З.М. Абдуллина (отв. секретарь). – Уфа: УГНТУ, 2020 – 572 с.

**ОТНОШЕНИЯ СУБЪЕКТОВ ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ ПРИ
ТРАНСПОРТИРОВАНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ВНЕШНЕМУ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ТРУБОПРОВОДУ**

А.Н. Воронин, В.К. Липский, УО «ПГУ», г. Новополоцк

К преимуществам транспортировки нефтепродуктов по трубопроводам относится возможность перемещения крупных партий по сравнительно низкой цене по сравнению с железнодорожным и автомобильным транспортом с учетом отсутствия холостого пробега цистерн, а также возможность производить последовательную перекачку нескольких нефтепродуктов по одному трубопроводу. Технология последовательной перекачки светлых нефтепродуктов, а в ряде случаев и сырой нефти, широко принята во всем мире [1].

Одним из важных компонентов стабильно функционирующей системы транспортирования нефтепродуктов являются договорные отношения субъектов хозяйствования, что создает актуальность исследования договорных отношений. В данном конкретном случае объектом исследования являются договорные отношения, возникающие при оптовой поставке светлых нефтепродуктов от нефтеперерабатывающего завода на нефтебазу по внешнему технологическому трубопроводу методом последовательной перекачки прямым контактированием.

При таком методе транспортирования в результате смесеобразования часть объема транспортируемого нефтепродукта переходит в состояние некондиционного товара. В настоящее время энергетическое законодательство не содержит отдельного нормативного правового акта, регулирующего порядок поставки нефтепродуктов по внешнему технологическому трубопроводу между заводом-изготовителем нефтепродукта и нефтебазой. В данном случае к возникающим правоотношениям сторон применяются нормы гражданских отношений. Договорные отношения осуществляются на основе договора поставки, являющегося одним из видов договора купли-продажи. Предметом договора являются действия продавца (нефтеперерабатывающего завода) по передаче нефтепродуктов в собственность покупателя (нефтебазы) и соответственно действия нефтебазы по принятию нефтепродукта в свой резервуарный парк и уплате установленной цены.

Особенностью приемо-сдаточных операций при транспортировании нефтепродуктов по трубопроводу заключается в том, что одна сторона передает, а другая принимает нефтепродукты через узел учета с системой измерения количества и показателей качества нефтепродуктов. В данных правоотношениях возможны два варианта перехода права собственности на нефтепродукт - в начале маршрута транспортировки на узле учета нефтеперерабатывающего завода и в конце маршрута транспортировки на узле учета нефтебазы.

При первом варианте перехода собственности на партию нефтепродуктов возможна ситуация с прохождением партии после узла учета нефтеперерабатывающего завода по протяженному участку технологического трубопровода до

нескольких километров с большим количеством (от десятков до сотен) местных сопротивлений. Как следствие, при такой сложной геометрической конструкции технологического трубопровода, характерной для нефтеперерабатывающих предприятий, происходит образование объема смеси, в несколько раз превышающей предварительно рассчитанный объем.

Покупатель нефтепродуктов, как более мелкий субъект хозяйствования и более слабая сторона в правоотношениях, не всегда имеет способы воздействия для становления договорных отношений, позволяющих исключить риск образования больших объемов смесеобразования нефтепродуктов с возможностью возвращения сверх расчетного объема смеси на завод-изготовитель. В такой ситуации единственным выходом для приобретателя нефтепродуктов является проведение восстановления нефтепродуктов в смеси до кондиционного состояния при наличии резервуарного парка достаточной емкости.

Тем не менее, в случае отсутствия у нефтебазы резервуарного парка необходимой емкости восстановление смеси нефтепродуктов до кондиционного состояния более высоких по качеству марок нефтепродуктов представляется невозможным. Нефтебаза будет вынуждена отправить смесь в товарные резервуары более низких по качеству марок нефтепродуктов. Это означает необходимость перевода количества нефтепродукта в смеси в категорию нефтепродукта более низкой по качеству, а, следовательно, и по стоимости марки. Как следствие, это повлечет за собой необходимость сооружения дополнительных резервуаров либо узла учета качества нефтепродуктов с возможностью отслеживания технологической смеси с установкой на границе между заводом-изготовителем и нефтебазой.

Таким образом, задача справедливого распределения ответственности при образовании технологической смеси сверх расчетных значений при последовательной перекачке нефтепродуктов прямым контактированием требует дальнейших правовых исследований и может быть решена путем консенсуса сторон договорных отношений с активным участием регулирующих и нормотворческих органов с возможностью отображения в технических нормативных правовых актах расширенного перечня действий сторон при возникновении больших объемов технологической смеси.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

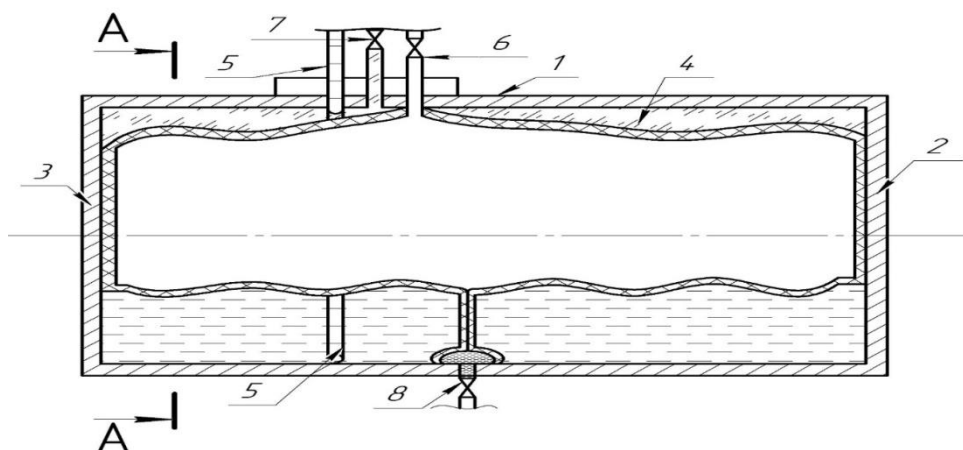
1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т.Ишмухаметов, С.Л.Исаев, М.В.Лурье, С.П.Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА КОНДЕНСАТА В ПОЛОСТИ АТМОСФЕРНОЙ КАМЕРЫ

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

В процесс эксплуатации заглубленного резервуара оборудованного атмосферной камерой (АК) при положительных температурах окружающей среды будет наблюдаться процесс образования конденсата в полости АК. Процесс конденсации влаги является нежелательным, так как приводит к уменьшению полезного пространства резервуара и нарушению плавучести АК. Для удаления конденсата, в конструкции резервуара предусмотрен патрубок для слива конденсата. С целью определения необходимой частоты удаления конденсата разработана методика расчёта количества образовавшегося конденсата.

Рисунок 1 – Резервуар РГС оснащенный атмосферной камерой



Процесс образования конденсата в полости АК 4 заглубленного резервуара (рисунок 1), будет характеризоваться поступлением через патрубок 6 в свободную полость камеры, насыщенного влагой воздуха. При условии насыщения воздуха влажностью до 100% при падении температуры и дальнейшем снижении температуры будет наблюдаться процесс выпадения конденсата в результате уменьшения влагоемкости воздуха [1]. Масса сконденсированной влаги из воздуха в определенном объеме пространства в результате падения температуры будет определяться формулой

$$m_{\text{вод}} = V_{\text{возд}} \cdot (\rho_{t1} - \rho_{t2}) \quad (1)$$

где $V_{\text{возд}}$ – объем паровоздушного пространства, охлаждаемого в рассматриваемом процессе, м³;

ρ_{t1} – влагоемкость воздуха при температуре t_1 , кг/м³;

ρ_{t2} – влагоемкость воздуха при температуре t_2 , кг/м³.

За температуру t_1 при расчёте массы сконденсированной влаги следует принимать не начальную температуру воздуха, а температуру точки росы при достижении паровоздушной смесью 100% относительной влажности воздуха, за температуру t_2 предлагается принимать температуру в полости расчётного

резервуара (принимается допущение: температура во всём объеме резервуара постоянна и не изменяется в процессе поступления нагретого воздуха).

Для оценки общей массы сконденсированной воды за промежуток времени необходимо последовательно сложить значения, полученные по формуле 1, исходя из объемов откачки продукта из резервуара и метеорологических параметров, для каждой откачки в отдельности по формуле

$$m_{\text{вод}\Sigma} = \sum_{i=1}^n m_{\text{вод}(i)} \quad (2)$$

где $m_{\text{вод}(i)}$ – значение массы сконденсированной воды по формуле (1) рассчитанное для i -ой операции откачки в объеме и при условиях проведения операции, кг;

n – количество откачек из резервуара проведенных за расчётный период.

Произведем расчёт массы сконденсированной воды при поступлении $V_{\text{возд}}=50 \text{ м}^3$ паровоздушной смеси в полость АК при 60% влажности воздуха при 29 °С и охлаждении её до $t_2=5 \text{ °С}$ для $n=30$ одинаковых циклов. При температуре воздуха 29 °С и относительной влажности воздуха 60%, температура точки росы будет равна $t_1=20,4 \text{ °С}$. В соответствии с [2], влагоемкость воздуха $\rho_{t1}=0,0173 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{t2}=0,0068 \text{ кг/м}^3$. Для 30 циклов откачки, произведенных при данных условиях общая масса сконденсированной воды составит 15,75 кг.

По результатам проведенной работы выполнен расчет массы образовавшегося конденсата в полости АК. Для 30 одинаковых циклов откачки и закачки 50 м^3 продукта масса образовавшегося конденсата в полости АК составит 15,75 кг. При плотности воды 1000 кг/м^3 объем занимаемый конденсатом составит $0,015 \text{ м}^3$, что составляет 0,03% от объема технологической операции. Для одного цикла закачки объем конденсата составит 0,001% от объема операции. Таким образом рекомендуется производить удаление конденсата при достижении объема в 1% от объема максимальной технологической операции, т.е. приблизительно через 1000 циклов полной откачки и закачки, либо при плановом техническом обслуживании резервуара, если оно наступает ранее.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шмидт С. М. Влажность воздуха // Физическая энциклопедия / Гл. ред. А. М. Прохоров. – М.: Советская энциклопедия, 1988. – Т. 1. – С. 285–286. – 704 с. – 100 000 экз.
2. Психрометрические таблицы Всемирной метеорологической организации. *PWMU. CIMO-WMO Guide to meteorological instruments and methods of observation. WMO-No. 8* (2014 edition, Updated in 2017) (англ.).

УДК 622.692.23

РАССТАНОВКА КОЛЕЦ ЖЕСТКОСТИ НА СТЕНКЕ РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ РАВЕНСТВА РЕДУЦИРОВАННЫХ ВЫСОТ МЕЖДУ НИМИ

Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

При невыполнении условия обеспечения устойчивости стенки резервуара рекомендуется увеличить толщину поясов или установить промежуточное

кольцо (кольца), или то и другое вместе. При этом место установки промежуточного кольца рекомендуется выбирать с учетом обеспечения равенства значений H_r для участков стенки ниже и выше кольца, и быть не ближе 150 мм от горизонтального сварного шва. Если это условие обеспечить невозможно, кольцо жесткости рекомендуется устанавливать на расстоянии 150 мм ниже или выше горизонтального сварного шва, для которого разница значений H_r для участков стенки ниже и выше кольца будет минимальной.

При наличии промежуточных колец жесткости стенка делится на фрагменты (от края стенки до кольца и от кольца до кольца), для каждого из которых определяется своя редуцированная высота.

При наличии ребра жесткости в пределах i -го пояса в качестве h_i берется расстояние от кромки этого пояса до ребра жесткости. В резервуарах с плавающей крышей для верхнего пояса в качестве h_i берется расстояние от нижней кромки пояса до ветрового кольца.

Равенство редуцированных высот фрагментов обеспечено рекомендациями нормативно-технической литературы, а также одним из наибольших коэффициентов запаса устойчивости стенки при данном расположении колец.

Редуцированная высота пояса $h_{r i}$, м, вычисляется по формуле

$$h_{r i} = h_i \left(\frac{t_{r \min}}{t_{r i}} \right)^{2,5}, \quad (1)$$

где h_i – высота пояса, м;

$t_{r i}$ – расчетная толщина i -го пояса стенки, м;

$t_{r \min}$ – минимальная расчетная толщина пояса в пределах фрагмента, м.

Редуцированная высота стенки H_r , м, вычисляется по формуле

$$H_r = \sum_{i=1}^n h_{r i}. \quad (2)$$

где n – общее число поясов резервуара.

Сложность расстановки колец с учетом равенства редуцированных высот фрагментов заключается в громоздкости формул расчета, поскольку при изменении местоположения каждого кольца изменяется редуцированная высота не только этого фрагмента, но и всех остальных, при этом их сумма не остается постоянной (таблица 1).

Таблица 1– Пример изменения суммы редуцированных высот при установке одного промежуточного кольца жесткости

Пояс	Высота пояса, м	Расчет. толщ., м	Редуц. высота пояса, м	Редуц. высота фрагм., м	Пояс	Высота пояса, м	Расчет. толщ., м	Редуц. высота пояса, м	Редуц. высота фрагм., м
1	1,485	0,0082	1,188	5,637	1	1,485	0,0082	1,188	5,893
2	1,490	0,0075	1,490		2	1,490	0,0075	1,490	
3	1,495	0,0077	1,400		3	1,495	0,0077	1,400	
4	1,485	0,0079	1,304		4	1,485	0,0079	1,304	

Пояс	Высота пояса, м	Расчет. толщ., м	Редуц. высота пояса, м	Редуц. высота фрагм., м	Пояс	Высота пояса, м	Расчет. толщ., м	Редуц. высота пояса, м	Редуц. высота фрагм., м
5 низ	0,300	0,008	0,255		5 низ	0,600	0,008	0,511	
5 верх	1,195	0,008	1,051	5,165	5 верх	0,895	0,008	0,787	4,901
6	1,485	0,0081	1,266		6	1,485	0,0081	1,266	
7	1,490	0,0079	1,353		7	1,490	0,0079	1,353	
8	1,495	0,0076	1,495		8	1,495	0,0076	1,495	
Всего			10,802	10,802	Всего			10,794	10,794

Когда кольцо всего одно (фрагмента при этом становится два), можно вывести общую формулу для определения его места установки с учетом равенства фрагментов. Когда кольца два (три фрагмента), формула становится громоздкой и долгосчитаемой. Когда кольца три (четыре фрагмента) и более, сделать расчет вручную становится невыгодно трудоемко.

Наименее ресурсозатратным становится метод перебора, и сделать это можно в Excel. Однако, тогда встает вопрос автоматизированной проверки равенства частей, поскольку банальные условия тут не подойдут (кроме случая с одним кольцом жесткости).

Авторами получена формула, позволяющая обеспечить заданную проверку при любом числе колец

$$\frac{\prod_{i=1}^{k+1} H_{ri}}{(\sum_{i=1}^{k+1} H_{ri})^{k+1}} = \frac{1}{(k+1)^{k+1}}, \quad (3)$$

где k – число промежуточных колец жесткости;

H_{ri} – редуцированная высота i -го фрагмента стенки.

Следуя этой формуле, на примере рассмотренного резервуара были получены равные части при установке трех колец жесткости в идеальном случае: кольца жесткости устанавливаются на высоте 0,143 м над нижней кромкой 3 пояса, на высоте 0,074 м над нижней кромкой 5 пояса и на высоте 0,039 м над нижней кромкой 7 пояса, при этом редуцированная высота каждого фрагмента составит 2,812 м.

Однако, учитывая требование о минимальном расстоянии 150 мм до горизонтального сварного шва, местоположение колец жесткости немного сместится, и, хоть случай будет уже не идеальным, но применим на практике с наибольшим коэффициентом запаса устойчивости: 0,182 м над нижней кромкой 3 пояса (редуцированная высота фрагмента составит 2,848 м), 0,154 м над нижней кромкой 5 пояса (редуцированная высота фрагмента 2,846 м), 0,150 м над нижней кромкой 7 пояса (редуцированная высота фрагмента 2,711 м).

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧНОСТИ РЕЗЕРВУАРА ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ

Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

При расчете резервуара на устойчивость возникают ситуации, когда требуется определить коэффициент динамичности ξ . Для сооружений, у которых $f_1 < f_{lim} < f_2$ (где f_1 и f_2 – первая и вторая частота собственных колебаний соответственно, f_{lim} – предельное значение собственной частоты колебаний), пульсационная составляющая ветровой нагрузки, согласно [1, (11.7)], определяется по формуле

$$w_g = w_m \xi \zeta(z_e) v, \quad (1)$$

где ξ – коэффициент динамичности, определяемый по рисунку 1 в зависимости от суммарного логарифмического декремента колебаний δ (для стальных сооружений $\delta=0,15$) и безразмерного периода $T_{g,1}$, который определяется по формуле **Ошибка! Источник ссылки не найден.** (2) для первой собственной частоты f_1 ;

$$T_{g,1} = \frac{\sqrt{w_0 k(z_{эк}) \gamma_f}}{940 f_1}, \quad (2)$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления, Па;

$k(z_{эк})$ – коэффициент, учитывающий изменение давления ветра для высоты $z_{эк}$;

$z_{эк}$ – для конструктивных элементов: высота, на которой они расположены; для сооружений: $z_{эк} = 0,8h$, где h – общая высота сооружения (высота от днища до верхней отметки кровли резервуара);

γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_f = 1,4$.

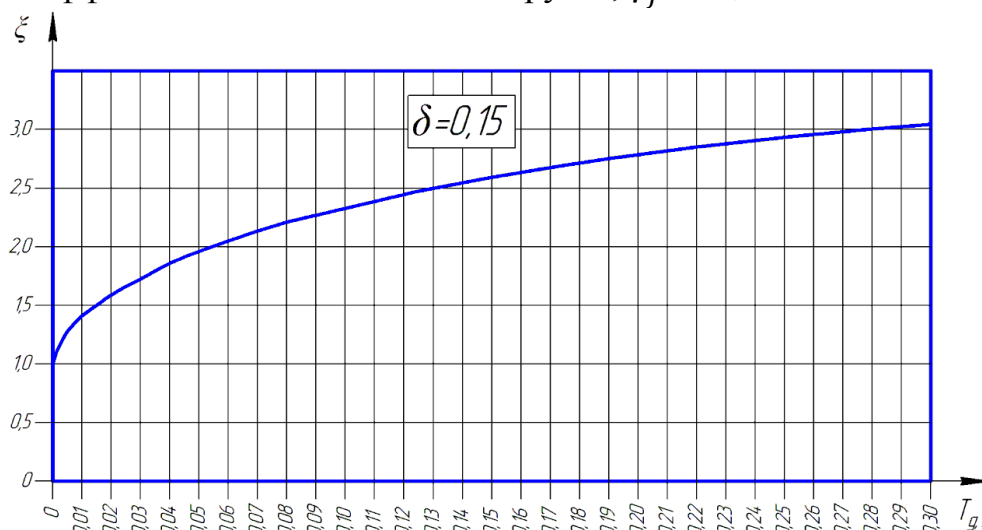


Рисунок 1 – Коэффициент динамичности ξ в зависимости от безразмерного периода $T_{g,1}$

Для ручного однократного расчета определение коэффициента по графику приемлемо, однако, для проектных организаций, инженеров и научных со-

трудников процесс автоматизации расчетов позволит значительно сократить время многоразовых рутинных операций без потери качества.

Для автоматизации расчетов авторами получена формула для аппроксимации коэффициента динамичности резервуаров (стальных конструкций с декрементом колебаний $\delta=0,15$, см рисунок 1)

$$\xi = \frac{1 + 4,2567T_{g,1}^{0,5} + 13,2184T_{g,1}}{1 + 0,7731T_{g,1}^{0,5} + 3,2354T_{g,1}}. \quad (3)$$

На рисунке 2 представлены погрешности функции в процентах от фактического значения, при этом максимальное отклонение составляет менее 0,5%.

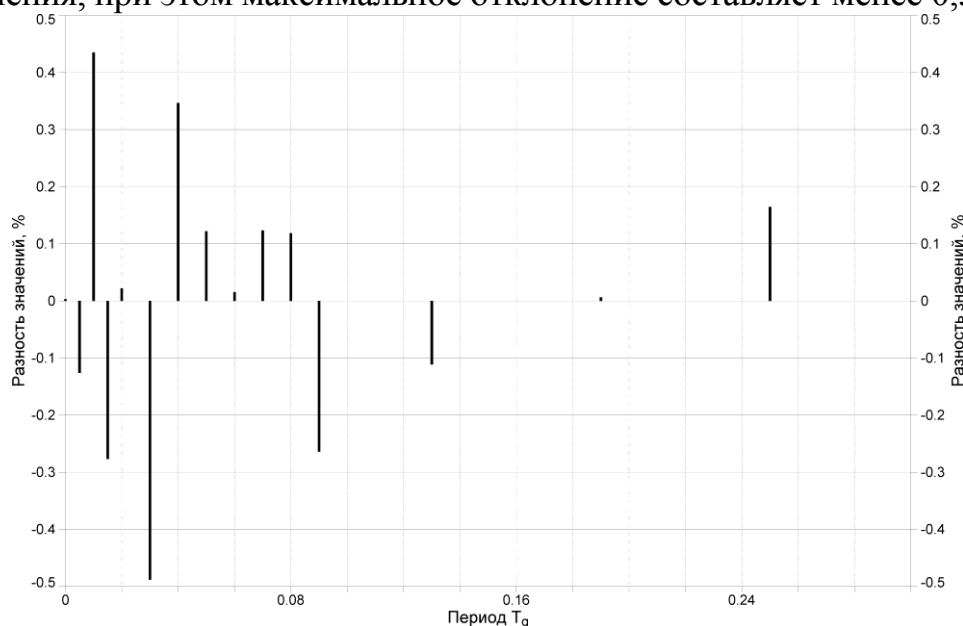


Рисунок 2 – Оценка погрешности аппроксимации функции в процентах от графического значения

Полученная аналитическая модель имеет следующие характеристики (таблица 1), найденная оценка уравнения регрессии статистически надежна, модель значима.

Таблица 1 – Свойства полученной аналитической модели

Коэф. детерм. R^2	Скоррект. R^2	Станд. ошибка модели	Макс. абс. погрешн. модели	Критерий Фишера	Проверка значимости модели (p-value)
0,99995	0,99992	0,00491	0,00843	54886,61	0,00000

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2).

**МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ
ВРЕЗОК В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ***И.И. Ганиева, Н.Г. Коноплёв, УГНТУ, г. Уфа*

Одним из важных аспектов нефтегазовой отрасли нашей страны является транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. Магистральные трубопроводы относятся к стратегически важным объектам, а сам процесс транспортировки нефти и нефтепродуктов является важной составной частью промышленной, экономической, экологической и национальной безопасности.

Одной из основных угроз для состояния защищенности и бесперебойной работы нефтепроводов являются утечки нефти из магистральных трубопроводов, а также несанкционированные врезки, поэтому компании, эксплуатирующие трубопроводы, прилагают немало усилий для обеспечения их безопасной эксплуатации. Значительные средства расходуются на охрану трубопроводов, текущее обслуживание, диагностику и ремонт. Поэтому для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводного транспорта и защиты от несанкционированных врезок необходимо совершенствование и разработка новых систем непрерывного дистанционного контроля технического состояния трубопроводов с функциями обнаружения и локализации утечек.

Большой вклад в развитие и исследования систем обнаружения и локализации утечек и несанкционированных врезок внесло значительное количество учёных: а именно В.Н. Антипьева, А.В. Бабкова, Е.В. Вязунова, В.Б. Галеева, А.К. Галлямова, А.А. Гольянова, А.Г. Гумерова, А.С. Джарджиманова, Л.А. Дымшица, К.А. Забелы, Ф.С. Зверева, Ю.Д. Земенкова, Л.Б. Кублановского, С.Е. Кутукова, Б.М. Лапшина, Л.С. Лейбензона, М.В. Лурье, Т.Е. Мамоновой, В.Е. Попадью, В.А. Саенко, Р.Н. Столярова, И.А. Чарного, К.В. Черняева, А.С. Шумайлова, Р.А. Шестаков, Gerhard Geiger и др.

В существующих нормативных документах, регламентирующих требования к системам обнаружения утечек (СОУ), в частности в РД-13.320.00-КТН-223-09 «Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию», определяются следующие виды СОУ:

- системы обнаружения утечек по волне давления;
- параметрические системы обнаружения утечек;
- комбинированные системы обнаружения утечек.

Методы обнаружения утечек можно разделить на 4 группы: методы обнаружения утечек по гидравлической характеристике и графикам изменения давления [1], дистанционные методы обнаружения утечек [2,3], методы объёмного типа [4], методы получения сигнала с датчиков [5].

Основными достоинствами данных методов являются – постоянный мониторинг, оперативное обнаружение несанкционированных врезок, диагностирование утечек на больших участках нефтепровода. Но также есть недостатки –

возможны частые ложные срабатывания, точность методов снижается при уменьшении интенсивности утечки, некоторые методы неработоспособны для участков со сложным рельефом местности, особенно с большими перепадами высот вблизи пункта приема продукта, а также при сбросе продукта при постоянном расходе.

В настоящее время большой интерес представляет направление, обеспечивающее точный и оперативный контроль утечек:

- математическое моделирование, представляющее собой комплекс методов и экспертной модели для определения утечек, реализованный посредством программных и аппаратных средств;

- акустические методы определения утечек.

Необходимость разработки метода обнаружения и локализации утечки от несанкционированных врезок на основе систем постоянного мониторинга шума, которые будут иметь высокую точность, не будут требовать остановки перекачки, является актуальной задачей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Трубопроводный транспорт нефти: учеб. для вузов: в 2 т. / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; под ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. Т. 2. 621 с.
- 2 Эксплуатация нефтепроводов [Электронный ресурс]. URL: <http://proofoil.ru/Oilpipeline/leaksearch.html> (дата обращения: 04.10.2020).
- 3 Jun Zhang, Enea Di Mauro. Implementing a Reliable Leak Detection System on a Crude Oil Pipeline // Advances in Pipeline Technology. Dubai: UAE, 1998. 12 p.
- 4 Способ обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральных трубопроводов [Текст]: пат. 2368843 Рос. Федерация МПК F17D 5/02 22/03.
- 5 Способ определения утечек в трубопроводах и устройство для его осуществления [Текст]: пат. 2688903 Рос. Федерация МПК G01N 29/04 G01M 3/24 19/05.

УДК 622.692.4.07

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА

А.А. Гарифуллин, УГНТУ, г. Уфа

Т.Р. Кускильдин, ПАО «Газпром Газораспределение Уфа»

В трубопроводном транспорте нефти и газа на протяжении уже многих десятилетий как в России, так и за рубежом применяются стальные трубы. Сталь за время эксплуатации проявила себя как надежный, прочный, несложный при изготовлении и монтаже материал. В то же время, практический опыт стальных труб показывает, что такие трубы помимо преимуществ обладают рядом существенных недостатков. Ввиду чего в последние десятилетия мировая нефтегазовая промышленность рассматривает полимерную трубопроводную систему в качестве альтернативы стальным трубам. Однако, в действительности развитие промышленного применения полимерных и композитных труб в

России значительно осложняется частичным отсутствием нормативной базы оборудования, которые изготовлены из полимеров [1].

Целью исследования является анализ, сбор и систематизация данных по проектированию, сооружению и эксплуатации трубопроводов из полимерных материалов и их композитов и разработка надёжной нормативной базы, необходимой для широкого внедрения трубопроводов из полимерных и композитных материалов в нефтегазовую отрасль России.

СН 550-82, разработанный в 1982 г. является одним из основных нормативных документов, которые регламентируют проектирование трубопроводов из пластмассовых труб. Существующие проектные институты и профильные университеты нашей страны, как правило, не знакомы с особенностями проектирования и эксплуатации современных полимерных трубопроводов. Однако в то же время многие страны активно развивают и внедряют полимерные материалы в трубопроводных транспорт нефти, газа и воды. Таким образом, Американское общество по испытаниям и материалам (ASTM International) периодически публикует современные стандарты, обеспечивающие надежное и безопасное изготовление, оценку, монтаж и эксплуатацию полимерных материалов.

Автор предлагает применить теоретический и практический опыт зарубежных компаний по проектированию, сооружению и эксплуатации полимерных материалов в нефтегазовой отрасли для их систематизации и классификации. В работе предлагается классифицировать зарубежный опыт по следующим признакам: требования надёжной и безопасной эксплуатации за рубежом и их соответствие с требованиями в России, СМР и соединительные компоненты, методы разрушающего и неразрушающего контроля и т.д. Что поможет ускорить внесение изменений в действующие документы и создание нормативно-технической документации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нормативно техническая документация по пластиковым трубам [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://setiplast.ru/normativnaya-literatura>

УДК 621.65.03–621.65.05

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ С ОТВОДАМИ

А.И. Гольянов¹, С.Е. Кутуков¹, О.В. Четверткова¹, А.А. Гольянов²

¹ НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа;

² ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Рассматривается технологический участок магистрального нефтепровода (ТУ МН) с отводящим трубопроводом, расположенным после последней насосной станции (рисунок 1).

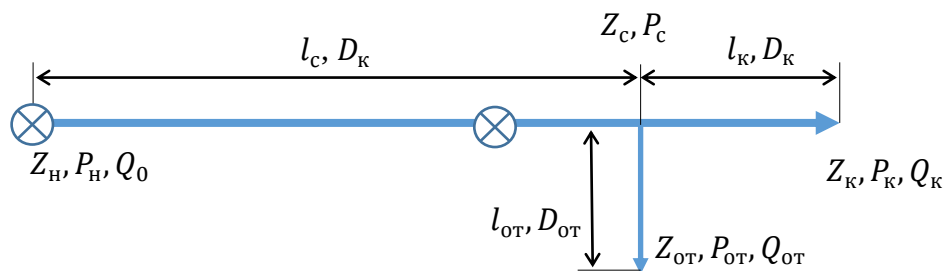


Рисунок 1 – Расчетная схема ТУ МН с отводом

Энергоэффективность работы ТУ будет зависеть от множества факторов [1]. Для ТУ МН с отводами, в дополнение, добавятся диаметры, протяженность участков трубопровода после разветвления, а также геодезические отметки (Z_K, Z_{OT}) и давления перед резервуарными парками РПК и РПОт (P_K, P_{OT}). Последние будут существенно влиять на производительность НПС (Q_0) и распределение грузопотоков ($\mu_K = Q_K/Q_0$).

Суммарный дифференциальный напор НПС будет определяться количеством и характеристиками работающих насосов на НПС, параметрами линейной части ($l_c, l_K, l_{OT}, Z_H, Z_K, Z_{OT}, D_K, D_{OT}$), свойствами перекачиваемой нефти (ρ, ν) и будет зависеть от давления P_K на входе в блок регуляторов давления и расхода перед резервуарным парком РПК конечного пункта нефтепровода и давления P_{OT} на входе в блок регуляторов давления и расхода перед РПОт отводящего трубопровода.

$$\sum H_{NCi} = A_K \cdot l_c \cdot (Q_{OT} + Q_K)^{2-m} + A_K \cdot (L_K - l_c) \cdot Q_K^{2-m} + (Z_K - Z_H) + \frac{P_K - P_H}{\rho \cdot g} \quad (1a)$$

или

$$\sum H_{NCi} = A_K \cdot l_c \cdot (Q_{OT} + Q_K)^{2-m} + A_{OT} \cdot (L_{OT} - l_c) \cdot Q_{OT}^{2-m} + (Z_{OT} - Z_H) + \frac{P_{OT} - P_H}{\rho \cdot g}, \quad (16)$$

где $A_K = \beta \cdot \frac{\nu^m}{D_K^{5-m}}; A_{OT} = \beta \cdot \frac{\nu^m}{D_{OT}^{5-m}}; L_K = l_c + l_K; L_{OT} = l_c + l_{OT},$

откуда соотношение производительности поступления нефти в РПК и РПОт будет определяться из выражения

$$A_K \cdot l_K \cdot (Q_0 \cdot \mu_K)^{2-m} \cdot \left[1 - \frac{A_{OT} \cdot l_{OT}}{A_K \cdot l_K} \cdot \left(\frac{1 - \mu_K}{\mu_K} \right)^{2-m} \right] = (Z_{OT} - Z_K) + \left(\frac{P_{OT} - P_K}{\rho \cdot g} \right). \quad (2)$$

Для конкретного нефтепровода его производительность и требуемое распределение потоков нефти (Q_0, μ_K) могут быть обеспечены лишь при вполне определенном значении разницы давлений ($P_{OT} - P_K$). Строго говоря, это условие может быть выполнено не всегда, так как каждое из этих давлений ограничено минимально необходимым давлением на входе блока регуляторов давления и расхода (БРД) или СИКН перед РП (снизу) и максимально давлением (сверху). Любое повышения давления перед РП сверх минимального однозначно приводит к дополнительному дросселированию, а следовательно, и к дополнительным непроизводительным затратам энергии и к снижению производительности.

В «Инструкции о порядке управления технологическим участком магистрального нефтепровода (пуск, перевод с одного режима работы на другой, остановка)», разрабатываемой организацией системы «Транснефть» (ОСТ) для каждого ТУ МН [2], прописан порядок регулирования потоков для трубопроводов с отводами. В качестве регуляторов расхода и давления используются заслонки или шаровые краны. Изменение степени открытия заслонок (шаровых кранов) системы регулирования на входе РП осуществляется посредством задания их положения через АРМ оператора при ручном управлении, либо заданием уставки требуемого расхода или давления при автоматическом регулировании.

Для заданной конфигурации работающих насосов на НПС трубопровода при минимальных значениях давлений $P_{к min}$ и $P_{от min}$ на входах блоков регуляторов давления и расхода (положение регулирующих органов – «открыто 100%») достигается наибольшая производительность системы $Q_{0 max}$ с оптимальным распределением потоков $\mu_{к опт}$ наименьшими удельными затратами электроэнергии $(\frac{N}{\rho \cdot Q_0}, \frac{кВт \cdot ч}{т})$ [3, 4]. При уменьшении степени открытия регулирующих органов на входе РПОт наступает ситуация, когда при достижении $P_{от max}$ поступление в РПОт прекращается ($Q_{от} = 0$), а вся нефть поступает только в РПК ($\mu_{к} = 1$). Из уравнения (2) следует условие для «запирания» отвода, где значение Q_0 определяется рабочей точкой системы НПС – трубопровод:

$$\frac{P_{от max}}{\rho \cdot g} = \left(Z_{к} + \frac{P_{к}}{\rho \cdot g} \right) - Z_{от} + A_{к} \cdot l_{к} \cdot Q_0^2 \cdot K^{2-m}. \quad (3)$$

Приведем уравнение (2) к несколько иному виду

$$A_{к} \cdot l_{к} \cdot (Q_0 \cdot \mu_{к})^{2-m} - A_{от} \cdot l_{от} \cdot Q_0^{2-m} \cdot (1 - \mu_{к})^{2-m} = \left(Z_{от} + \frac{P_{от}}{\rho \cdot g} \right) - \left(Z_{к} + \frac{P_{к}}{\rho \cdot g} \right). \quad (4)$$

Из условия «запирания» поступления нефти в РПК ($\mu_{к} = 0$) находим значение $P_{к max}$, при котором поступление в РПК прекращается ($Q_{к} = 0$), а вся нефть поступает только в РПОт

$$\frac{P_{к max}}{\rho \cdot g} = \left(Z_{от} + \frac{P_{от}}{\rho \cdot g} \right) - Z_{к} + A_{от} \cdot l_{от} \cdot Q_{0 от}^{2-m}. \quad (5)$$

На рисунке 2 представлена совмещенная характеристика насосных станций с заданной комбинацией насосных агрегатов и трубопроводной системы с различными распределениями потоков нефти.

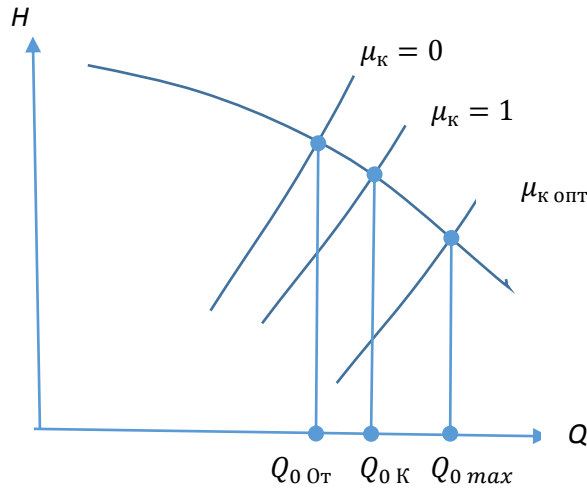


Рисунок 2 – Совмещенная характеристика НПС и трубопроводной системы

В общем случае, мощность работающих насосов НПС составит

$$N = \frac{\rho \cdot g \cdot \sum H_{\text{НС}i}}{\eta} \cdot Q_0$$

Удельная энергия $\left(\frac{N}{\rho \cdot Q_0}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}}\right)$

$$E_{\text{уд}} = \frac{N}{\rho \cdot Q_0} = \frac{g \cdot \sum H_{\text{НС}i}}{\eta}$$

Из (1а) с учетом $L_K = l_c + l_K$ и $\lambda_c = l_c/L_K$ получим

$$E_{\text{уд}} = \frac{g}{\eta} \cdot A_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot L_K \cdot \left[\lambda_c + (1 - \lambda_c) \cdot \mu_K^{2-m} + \frac{(Z_K - Z_H)}{A_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot L_K} + \frac{P_K - P_H}{\rho \cdot g \cdot A_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot L_K} \right]. \quad (6)$$

При отключении («запирании») отвода $\mu_K = 1$.

$$E_{\text{уд}} = \frac{g}{\eta} \cdot \left[A_K \cdot L_K \cdot Q_{0K}^{2-m} + (Z_K - Z_H) + \frac{P_K - P_H}{\rho \cdot g} \right] \quad (7)$$

Из (1б) с учетом $L_{\text{от}} = l_c + l_{\text{от}}$ и $\lambda_{\text{от}} = L_{\text{от}}/L_K$ получим

$$E_{\text{уд}} = \frac{g}{\eta} \cdot A_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot L_K \cdot \left[\lambda_c + \frac{A_{\text{от}}}{A_K} \cdot (\lambda_{\text{от}} - \lambda_c) \cdot (1 - \mu_K)^{2-m} + \frac{(Z_{\text{от}} - Z_H)}{A_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot L_K} + \frac{P_{\text{от}} - P_H}{\rho \cdot g \cdot A_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot L_K} \right]. \quad (8)$$

При работе только на отвод $\mu_K = 0$

$$E_{\text{уд}} = \frac{g}{\eta} \cdot \left\{ A_K \cdot L_K \cdot Q_0^{2-m} \cdot \left[\lambda_c + \frac{A_{\text{от}}}{A_K} \cdot (\lambda_{\text{от}} - \lambda_c) \right] + (Z_K - Z_H) + \frac{P_K - P_H}{\rho \cdot g} \right\} \quad (9)$$

Для иллюстрации полученных результатов рассмотрим показатели работы ТУ МН с четырьмя насосными станциями на разных режимах с различной комбинацией работающих насосных агрегатов (рисунок 3).

Для комбинации 2п/2м (2 подпорных и 2 магистральных агрегата) и 2п/3м число возможных режимов достаточно велико. Они различаются уровнем давлений на входе РПК и РПОТ, что позволяет управлять потоками нефти при изменении величины μ_K от 0 до 1.

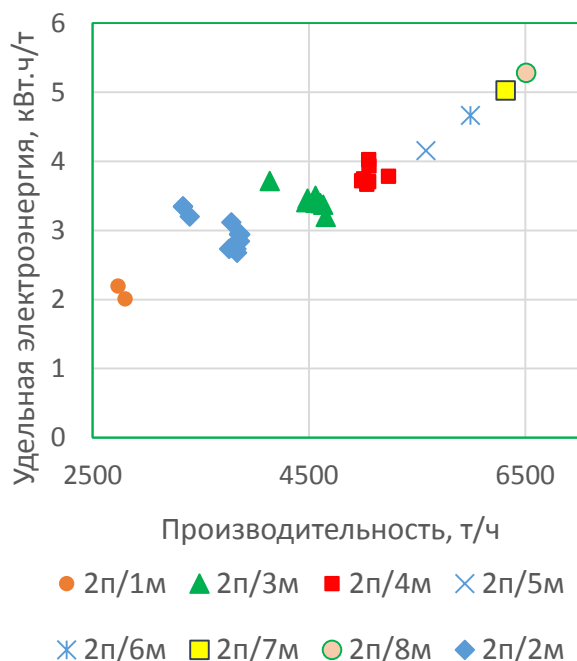


Рисунок 3 – Показатели работы ТУ МН на разных режимах с различной комбинацией работающих насосных агрегатов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Решение задачи управления перекачкой нефти по трубопроводу с отводами осложняется большим количеством факторов, оказывающих влияние на распределение потоков нефти конечным потребителям и на затраты энергии на перекачку. Поэтому поиск оптимальных решений выполнения планов поставки нефти представляют большой теоретический и практический интерес.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гольянов А. И., Гольянов А. А. Факторы, влияющие на энергоэффективность нефтепроводов. // Трубопроводный транспорт - 2016: Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. / редколл.: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. С. 47-49.
2. Технологические регламенты (стандарты предприятия) акционерной компании по транспорту нефти «Транснефть»: В 2 т. / Под ред. С.М. Вайнштока. – М.; ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2003 г.
3. Гольянов А. И., Гольянов А. А. Влияние характеристик центробежных насосов на энергетические показатели работы магистральных нефтепроводов. // НИС, ЦНИИТ-ЭНЕФТЕХИМ. Сер. «Транспорт и хранение нефтепродуктов». Вып. 10-11, 2002. – с. 29-35.
4. Бажайкин С.Г., Кутуков С.Е., Гольянов А.И., Михеев А.С. Влияние изменения режимов работы центробежного насоса и трубопровода на эффективность перекачки // Трубопроводный транспорт – 2018: тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. С. 369-371.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАПЕЦЕИДАЛЬНОГО ТЕРМОКОМПЕНСАЦИОННОГО БЛОКА В КОМПЛЕКСЕ ANSYS CFX

А.И. Давлетбаев, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа

Трапецеидальный термокомпенсатор представляет собой сооружение, аналогичное стандартному П-образному термокомпенсатору, но с уменьшенным углом поворота оси трубопровода. Данные конструкции применяются для разгрузки линейной части трубопровода от возникающих температурных деформаций. В данном исследовании проведен сравнительный анализ теоретических расчетов по определению потерь напора в трубопроводе после прохождения участка, содержащего трапецеидальный термокомпенсационный блок, и соответствующих расчетов на основе составленной модели течения жидкости в программном комплексе ANSYS CFX, а также определена оптимальная модель турбулентности для заданных условий. Применение компьютерной модели позволяет получить наглядное представление о поведении потока в трубопроводе, значительно ускорить процесс расчета, а также выявить наиболее уязвимые участки изогнутого трубопровода, подверженные воздействию ударной коррозии.

Точность моделирования физических процессов методами конечных элементов напрямую зависит от размера составленной сетки и выбранной модели расчета. Степень достоверности расчета в условиях исследования определялась сходимостью полученного результата с теоретическими данными. ANSYS CFX предоставляет широкий выбор моделей описания турбулентного течения: модели семейства k - ϵ , модель k - ω , модель Ментера Shear Stress Transport (SST), метод крупных вихрей (LES) и другие. Каждая из них имеет свои преимущества и недостатки, однако применимость той или иной модели напрямую зависит от поставленной задачи и требуемой точности. На практике возможность применения конкретной методики расчета устанавливается в ходе многочисленных проверок. Для сравнения были выбраны три полуэмпирические модели, основанные на гипотезе Буссинеска: классическая модель k - ϵ , k - ω и SST.

Гипотеза Буссинеска подразумевает линейную связь между тензором Рейнольдсовских напряжений и тензором скоростей деформации. Применение турбулентной вязкости позволяет сократить количество неизвестных в системе уравнений в 6 раз. Классическая модель турбулентности k - ϵ основана на введении двух дополнительных уравнений для кинетической энергии k и диссипации турбулентной энергии ϵ [2]. В случае модели k - ω второе дополнительное уравнение записывается относительно удельной скорости диссипации ω [3]. Модель SST является комбинацией названных выше моделей: в пристенной области применяется модель k - ω , а течение жидкости в свободном потоке описывается моделью k - ϵ . Такая концепция переключения между методиками расчета позволяет нивелировать недостатки данных моделей при их отдельном использовании.

Геометрические параметры блока приняты на основе действующих в данный момент объектов в трубопроводной системе «Заполярье – Пурпе» [1]. При определении характерных свойств модели жидкости использовались усреднённые реологические и физические характеристики нефтей, транспортируемых в системе «Заполярье – Пурпе». Граничные условия задавались, исходя из условий эксплуатации данного трубопровода.

По результатам выполненных расчетов подтверждена применимость выбранных моделей программного комплекса ANSYS CFX при моделировании установившегося турбулентного потока в термокомпенсационном блоке заданной геометрической конфигурации. Наибольшую сходимость с теоретическим расчетом показала модель SST с относительным отклонением 0,383 %, k- ω – 0,442 %, k- ω – 0,482%. Наиболее быструю сходимость интегральных невязок с заданными требованиями точности по RMS при поиске решения показала модель k- ω . Расчет с применением данной модели выполнен в среднем на 30% быстрее, чем при использовании иных моделей. Для уточненного расчета рекомендуется последующая верификация моделей турбулентности на основе экспериментальных замеров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: [учебник: для вузов по направлению подготовки бакалавриата "Нефтегазовое дело"] / М. В. Лурье, Б. Н. Мастобаев, П. А. Ревель-Муроз, А.Е. Сощенко; РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина [и др.]. - Москва: Недра, 2019.– 432.
- 2 Коркодинов, Я. А. Обзор семейства k- ϵ моделей для моделирования турбулентности / Я. А. Коркодинов // Вестник ПНИПУ. Машиностроение, материаловедение. [Электронный ресурс]: Электрон. журн. – 2013.– №2. – URL: [https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-semeystva-k-modeley-dlya-modelirovaniya-turbulentnosti](https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-semeystva-k-epsilon-modelей-dlya-modelirovaniya-turbulentnosti) (дата обращения: 27.10.2020).
- 3 Wilcox, D.C. Turbulence Modeling for CFD / David C. Wilcox. – California.: DCW Industries, 1993. - P. 460

УДК 625.12

НЕЧЕТКИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ОСУШКИ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА

*Ж.А. Даев, Баишев Университет, г. Актобе, Казахстан,
Б.А. Токсанбаева, ОГУ, г. Оренбург*

Подготовка нефтяного попутного газа к трубопроводному транспорту является одним из важнейших этапов транспортировки данного энергоносителя. В комплекс технологических мероприятий, к которым относится подготовка нефтяного попутного газа, относится процесс его осушки. В данной работе предлагается решение задачи, связанной с автоматизацией технологического процесса осушки газа перед транспортировкой в условиях промысла.

Технологическая схема осушка нефтяного попутного газа связана с пропуском газа через ряд аппаратов. Попутный газ из скважин поступает в циклонный сепаратор первой ступени. На этом этапе жидкость, отделившаяся из газа, попадает в специальный сборник жидкости. Затем газ поступает на шту-

цер, где регулируется его расход, после чего он поступает в циклонный сепаратор второй ступени, где из него удаляется оставшаяся капельная жидкость. После чего газ попадает в колонну с поглотителем влаги, где происходит глубокая осушка попутного газа. Осушенный газ поступает в узел учета газа, после чего он отправляется в магистральный газопровод либо на следующую ступень технологического процесса. Отработанный поглотитель в колонне отправляется в специальную сборную емкость, а затем на регенерацию. Регенерированный поглотитель отправляется обратно в колонну и на вход штуцера в качестве ингибитора гидратообразования в газе.

Последнее говорит о том, что процесс осушки состоит из конечного числа операций. Данные операции могут быть формализованы с помощью методов нечеткой логики. Адекватность осушки связана с поддержанием необходимого значения температуры точки росы, т.е. необходимого значения влажности газа. Для этого в колонне должно содержаться определенное количество свежего поглотителя [1]. Для этого необходимо ввести в рассмотрение лингвистические переменные, которые напрямую связаны с переменными технологического процесса. В ходе данного технологического процесса необходимо контролировать расход поглотителя, концентрацию свежего и насыщенного водой растворов поглотителя и температуру точки росы газа по влаге.

Для этого вводятся лингвистические переменные, связанные с влажностью газа, отношением концентраций поглотителя в колонне и с расходом самого поглотителя. После чего для решения поставленной задачи необходимо оформить нечеткую базу правил, которая будет реализовывать процесс контроля в соответствии с алгоритмом Мамдани [2, 3].

После этого окончательное количество поглотителя в колонну связано с расходом газа, который извлекается из скважины. Для этого необходимо выполнить процедуру масштабирования полученного значения расхода поглотителя из нечеткой базы правил в соответствии с расходом газа. Для этого необходимо ввести еще одну дополнительную лингвистическую переменную, которая связана с расходом газа. Окончательный результат получается выполнением операции импликации [3, 4, 5] последних двух нечетких множеств.

На рисунке 1 представлена динамика изменения лингвистических переменных, а также величина выходного значения расхода поглотителя в соответствии с нечеткой базой правил.

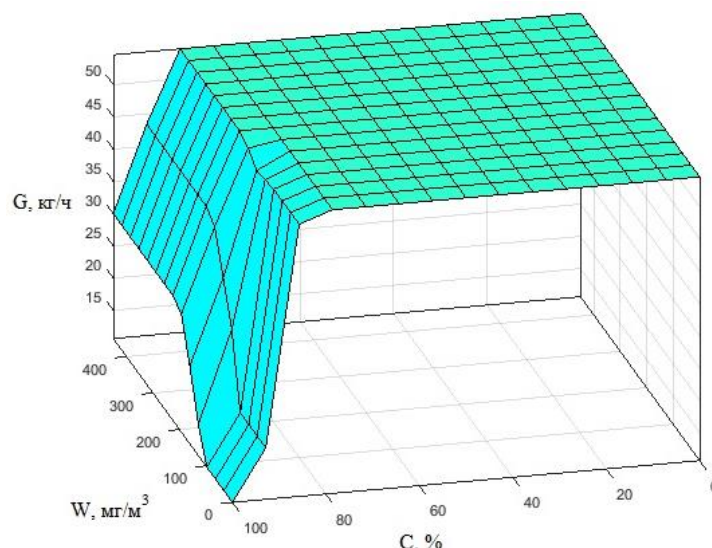


Рисунок 1– Зависимость выходной переменной от входных переменных

В статье рассмотрена задача организации автоматизированного контроля и регулирования процесса осушки нефтяного попутного газа. Работа нечеткой системы основана на применении алгоритма Мамдани. Предлагаемая система контроля может быть организована в составе штатных автоматизированных систем на установках подготовки газа с помощью программируемых логических контроллеров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Нефть и газ, 2008. – 296 с.
2. Mamdani E.H. Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant // Proc. IEEE. – 1974. – Vol. 121, №12. – P. 1585–1588.
3. Пегат А. Нечеткое моделирование и управление. – М.: Бином. Лаборатория знаний, 2013. – 798 с.
4. Ruan D., Kerre E.E. Fuzzy implication operators and generalized fuzzy method of cases // Fuzzy Sets and Systems. – 1993. – Vol. 54. P. 23 – 37.
5. Turksen I. B., Kreinovich V., Yager R. R. A new class of fuzzy implications. Axioms of fuzzy implication revisited // Fuzzy Sets and Systems. – 1998. – Vol. 100. P. 267 – 272.

УДК 625.12

ПРИМЕНЕНИЕ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ПОДАЧИ ГАЗА НА ВЫХОДЕ ГРС

Ж.А. Даев, Баишев Университет, г. Актобе, Казахстан,

Г.Е. Шопанова, ОГУ, г. Оренбург

Постоянный увеличивающийся спрос на природный газ, связанный с ростом его потребления производственными и коммунально-бытовыми объектами является основой развития современной газовой промышленности [1]. Газоснабжение населенных пунктов либо промышленных предприятий осуществляется прокладкой магистральных газопроводов от мест его добычи и переработки. Далее от магистральных газопроводов сооружаются газопроводы-отводы, по которым газ поступает на газораспределительные станции (далее – ГРС).

Одним из главных назначений ГРС является снижение магистрального давления природного газа и поддержание его на требуемом уровне. На протяжении последних нескольких лет в связи с ростом темпов газификации и активным проведением программ по реконструкции и модернизации газовых сетей концепция бесперебойной подачи газа потребителю приобретает особую актуальность. С другой стороны, с системы газоснабжения промышленных предприятий требуют бесперебойную и безопасную подачу природного газа потенциальным потребителям [2].

В связи, с чем современные ГРС оснащают свои узлы редуцирования различным набором регуляторов давления, работающих по определенным схемам, которые обеспечивают бесперебойную и надежную поставку природного газа потребителям. Тем не менее, опыт эксплуатации ГРС показывает, что существует большое количество проблем. В соответствии с работой [3] наиболее часто встречаются засорение клапана пилотов регуляторов, заедание штоков плунжера, засорение обвязочных трубок, обмерзание различных элементов, разрыв мембран, негерметичность корпуса регуляторов давления после их разбора и т.д. Все это является угрозой безопасного газоснабжения, поэтому на ГРС необходимо обеспечить высокий объем автоматизации. Объем автоматизации на узле переключения является довольно низким, поэтому данную задачу можно было бы решить путем внедрения систем на базе нечетких множеств. Данные системы могли бы быть легко организованы на имеющихся средствах автоматизации штатных систем ГРС.

Опыт эксплуатации блоков переключения ГРС показывает, что выходное давление зависит от темпа падения давления на выходе ГРС, режима потребления газа, который измеряется на замерном узле. Предлагаемый алгоритм также учитывает роль предохранительных клапанов, которые выполняют стравливание газа при резком превышении давления на выходе ГРС.

Анализ работы регулятора давления в соответствии с работой [4] показывает, что регулируемым параметром является давление на выходе ГРС, и при установившемся режиме работы газовой системы общее количество газа в сети постоянное, а приток газа равен отбираемому количеству газа, поэтому постоянство выходного давления зависит от равенства притока и отбираемого количества газа. Поэтому для реализации нечеткого управления блоком переключения необходимо ввести в рассмотрение следующие лингвистические переменные, которые связаны с расходом газа, интервалом времени, характеризующим темп потребления, выходным давлением. Данные лингвистические переменные будут входными переменными системы, а выходной переменной будет процент открытия запорной арматуры в блоке переключения на момент выхода из строя основных регуляторов блока редуцирования [5]. Для реализации такой системы необходимо вводить по требованию заказчиков (управление низкими газовыми сетями) набор нечетких множеств для входных и выходной лингвистической переменных и сформировать нечеткую базу правил. На основании вывода информации на выходе системы формируются значения, которые могут быть

представлены в виде трехмерной поверхности, которая представлена на рисунке 1.

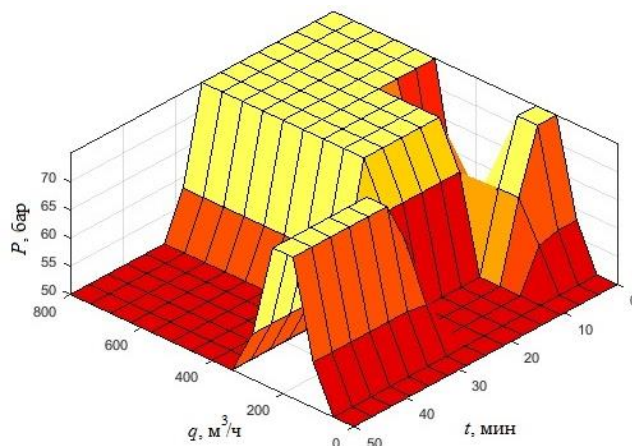


Рисунок 1 – Зависимость выходной переменной от входных переменных

Работа такой автоматизированной системы основана на применении нечеткого алгоритма Мамдани [5], который позволяет выполнять данную процедуру более надежно и безопасно во время возникновения нештатных ситуаций в блоке редуцирования ГРС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Economides M.J., Wood D.A. The state of natural gas // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2009. – Vol. 1, №1. – P. 1 – 13.
2. Медведева О.Н., Жмуров А.В., Поляков А.С. Обоснование схем редуцирования газа на газораспределительных станциях // Научный вестник Воронежского ГАСУ. Строительство и архитектура. – 2014. – Т. 36, №4. – С. 39 – 44.
3. Данилов А. А. Автоматизированные газораспределительные станции: справочник. – СПб: Химиздат, 2004. – 544 с.
4. Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища. – Уфа: Монография, 2004. – 303 с.
5. Mamdani E.H. Application of fuzzy algorithms for control of simple dynamic plant // Proc. IEEE. – 1974. – Vol. 121, №12. – P. 1585–1588.

УДК 622.692

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИ- СТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е.А. Епишкин, Г.М. Орлова, СамГТУ, г. Самара.

В зависимости от видов повреждений трубопровода и от объема вытекающих нефти и нефтепродуктов за определенное время различают следующие виды утечек:

- крупные, влияющие на гидродинамический процесс перекачки трубопровода;
- мелкие, которые на гидродинамические параметры работы трубопровода не влияют.

Крупные утечки протекают, как правило, по одному «сценарию». В первые доли секунды наблюдается резкое увеличение утечки, а затем, в связи падением давления, она уменьшается. Признаком возникновения утечки является падение давления на выходе насосной станции при одновременном увеличении подачи и потребляемой мощности.

Кроме того, крупные утечки определяют визуально при патрулировании нефте- и нефтепродуктопроводов.

Также о возникновении крупной утечки судят по появлению разбаланса объемов продукта, закачиваемого в трубопровод и принимаемого из него.

Гораздо сложнее зафиксировать мелкие утечки, так как их появление не приводит к изменению режима перекачки, а разбаланс объемов продукта находится в пределах погрешности порезервуарного учета. Кроме того, визуально на поверхности мелкие утечки появляются спустя значительное время после их возникновения.

В связи с вышесказанным, к методам обнаружения утечек предъявляются следующие требования:

- высокая чувствительность;
- точность определения местоположения утечки;
- безопасность в эксплуатации;
- высокая надежность, достоверность и возможность автоматизации;
- отсутствие отрицательного влияния на режим перекачки.

В работе проведен анализ современных методов обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов на линейной части магистральных трубопроводов:

- визуальный метод;
- метод сравнения расходов;
- метод линейного баланса;
- метод акустической эмиссии;
- ультразвуковой (зондовый) метод;
- лазерно-газоаналитический метод;
- волоконно-оптический метод.

Анализ методов обнаружения утечек показал, что часть из них определяет наличие утечек, но не определяет их местоположение. А методы, позволяющие определить место утечки, обладают низкой чувствительностью.

Поэтому, задачу сокращения времени от момента возникновения до момента обнаружения утечки, включая точное определение координат места разгерметизации трубопровода и максимально быстрого введения в действие механизмов борьбы с утечкой, тем самым сокращая количество разлившихся нефти и нефтепродуктов целесообразно решать при использовании комбинированных методов обнаружения утечек.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранения нефти и нефтепродуктов / А. А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.

2. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. Пособие для вузов / Е. А. Богданов. – М.: Высш. Шк., 2006. – 279 с.
3. Земенков Ю.Д., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов – М. Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с.

УДК 532.526: 536.244

О ЯВНОЙ ФОРМЕ ЗАПИСИ ЗАВИСИМОСТЕЙ С ЛОГАРИФМИЧЕСКОЙ ТРАНСЦЕНДЕНТНОСТЬЮ ДЛЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

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

Нередко в работах по трубопроводной гидравлике приходится видеть утверждение об аналитической “неразрешимости” соотношений полуэмпирической теории турбулентности для коэффициента гидравлического сопротивления. Цель данной работы показать ошибочность подобного мнения, до сих пор бытующего среди многих специалистов в области трубопроводной гидравлики и привести решения для ряда «неразрешимых» соотношений.

Отметим, что с помощью стандартного приема (метода) изложенного, например, в [1], практически все соотношения с логарифмической трансцендентностью относительно λ_{Π} могут быть разрешены путем использования специальной функции Ламберта $W[z]$. Упомянутый метод заключается в прямом использовании следующей формы для записи определения функции:

$$W[z] = \ln \left[\frac{z}{W[z]} \right] \quad (1)$$

Для явной записи коэффициента гидравлического сопротивления, исходно записанного в виде соотношения с логарифмической трансцендентностью, достаточно это соотношение представить в виде (1). Сделать это можно путем элементарных алгебраических преобразований с использованием операций логарифмирования и потенцирования. Для определенности рассмотрим, например, формулу Кольбука (вернее Кольбука – Уайта):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\left(\frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{3.7} \right) \right] \quad (2)$$

Путем простых преобразований (2) может быть представлена в виде:

$$Y = \ln \left\{ \frac{0.4587}{Y} Re \exp(0.124 \varepsilon Re) \right\}, \quad Y = 1.1513 \left(\frac{1}{\sqrt{\lambda}} + 0.1077 \varepsilon Re \right) \quad (3)$$

С учетом (1) из (3) следует явное выражение для Y, λ и z (детали см. в [1]):

$$Y = W, \lambda = \{0.8686 W[z] - 0.1077 \varepsilon Re\}^{-2}, \quad z = 0.4587 Re \exp(0.124 \varepsilon Re).$$

Многие из логарифмических зависимостей, включая (2) и учет влияния полимерных присадок, можно записать в виде общего соотношения типа (4):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = A + B \ln \left[\frac{C \sqrt{\lambda}}{D + E \sqrt{\lambda}} \right] \quad (4)$$

где параметры A, B, C, D, E – в общем случае функции числа Рейнольдса, концентрации присадки полимера, линейного масштаба.

По аналогии с (2), (3) перепишем это уравнение в следующей форме

$$\frac{1}{DB} \left(\frac{D}{\sqrt{\lambda}} + E \right) = \ln \left[\frac{DB}{(D/\sqrt{\lambda} + E)} \cdot \frac{C}{DB} \exp \left(\frac{DA + E}{DB} \right) \right]$$

Отсюда с учетом (1) следует явная зависимость для λ

$$z = \frac{C}{DB} \exp \left(\frac{DA + E}{DB} \right), \quad \lambda = D^2 / (D B W[z] - E)^2 \quad (5)$$

В таблице приведены значения параметров A, B, C, D, E для некоторых зависимостей $\lambda_{\text{п}}$, учитывающих влияние присадки высокомолекулярного полимера, снижающего гидравлическое сопротивление.

Таблица - Коэффициенты зависимости (4) для моделей, предложенных в [2 - 5]

[№ ссылки]	Коэффициенты в зависимости (4)
[2]	$A = C_{\gamma} - 14.7, B = 3.996, C = Re, D = 1, E = 0.$
[3]	$A = 0, B = 0.8686, C=1, D = \frac{2.51}{Re} \left(\frac{u_*}{u_{kp}} \right)^{\eta_*/5.75}, E = D \frac{Re k_3}{9.287d}.$
[4]	$A = 0.35\alpha(\theta, \varepsilon) - 0.8, B = 0.87, C = Re, D = 1, E = 0.$
[5]	$A = -3.745, B = 0.87, C = K_1(\theta)Re, D = 1, E = \varepsilon K_1(\theta)Re.$

Подстановка приведенных в таблице коэффициентов в общую формулу (5) дает явное выражение для коэффициентов гидравлического сопротивления моделей [2 - 5]. При этом исчезает смысл в дальнейших уточнениях их явной поддиапазонной аппроксимации (по типу формул Блазиуса, Никурадзе) [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Янышев Д.С. Применение функции Ламберта в теории турбулентного трения / Электронный журнал «Труды МАИ» №50 www.mai.ru/science/trudy/
2. Иванюта Ю. Ф., Чекалова Л. А. Экспериментальное исследование турбулентного течения слабых растворов полимеров в трубах различного диаметра // Инженерно – физический журнал. 1971. Т.21. – №7. С.6-11.
3. Войтинская Ю. А. Снижение гидравлических сопротивлений трубопроводов, транспортирующих воду // Водоснабжение и сантехника. 1973. №5. С. 17-18.
4. Профиль скорости и гидравлическое сопротивление в потоке с малыми полимерными добавками в трубопроводе / И. И. Ерошкина, В. И. Марон, А. Д. Прохоров и др. // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2000. №12. С.8-9.
5. Лурье М. В., Голунов Н.Н. Использование результатов стендовых испытаний малых противотурбулентных добавок для гидравлических расчетов промышленных трубопроводов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4. С. 32–37.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ СЛАБОРАЗВИВАЮЩИХСЯ УТЕЧЕК ИЗ НАПОРНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ МЕЖДУ ЦЕХАМИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

Э.И. Изликов, УГНТУ, г. Уфа

Современные проблемы в области безаварийной эксплуатации и обеспечении надежности систем трубопроводов требуют инновационные подходы к автоматизированному контролю и регулированию технического состояния магистральных и промысловых трубопроводов. Особую опасность представляют утечки малой интенсивности, создающие опасность возникновения техногенной катастрофы.

Существует множество технологий обнаружения утечек, которые используются для контроля герметичности трубопроводов. К ним относятся: методы гидравлической локации, линейного баланса, акустической эмиссии, волновой метод, корреляционный метод и другие. На сегодняшний день наиболее перспективными считаются комбинированные системы обнаружения слабо развивающихся утечек (КСОУ), поскольку ни один из существующих методов постоянного контроля не удовлетворяет требованиям предприятий. Грамотный выбор оптимальной комбинации систем обнаружения утечек позволяет оперативно заметить и установить местоположение даже небольших потерь углеводородов при транспортировке.

В работе представлены результаты исследования эффективной комбинированной системы обнаружения слабо развивающихся утечек, удовлетворяющей требованиям компании: точность обнаружения, надежность, возможность автоматизации, экономичность, безопасность и возможность обнаружения слабо развивающихся утечек. Выполнены расчеты и определен экономический эффект для напорного нефтепровода между ЦППН НГДУ «Нижнесортымск-нефть» и ЦППН НГДУ «Лянторнефть».

Данный трубопровод имеет следующие характеристики:

- длина трубопровода – 42 км;
- диаметр трубопровода – 720 мм²;
- мгновенный расход – 1800 т/ч;
- давление на входе в трубопровод – 2,2 МПа.

КСОУ основана на использовании двух методов обнаружения утечек, массово-балансового и анализа акустической эмиссии.

Массово-балансовый метод реализуется на базе высокопроизводительных кориолисовых массовых расходомеров. Расходомеры устанавливаются на входе и выходе трубопровода. При отсутствии утечки массовый расход в напорном нефтепроводе постоянен. В случае возникновения утечки или хищения, расход на выходе из трубопровода окажется ниже, чем на входе. Для контроля утечек были выбраны кориолисовые массомеры производства Micro Motion серии ELITE. Преимущество данной серии – наличие возможности установки на тру-

бопроводы с большим диаметром и возможности учета продукта до 3265,87 т/ч. На данный момент Micro Motion серии ELITE не имеют аналогов на рынке.

Для повышения эффективности массово-балансового метода рекомендуется свести к 0 погрешность измерения баланса масс. Для этого производится операция по вводу коэффициента mass factor с помощью программы ProLink II. Дистанционно, либо по месту, необходимо подключиться к массомеру на выходном участке трубопровода и произвести корректировку коэффициента расхода по массе. Коэффициент mass factor вычисляется по формуле (1):

$$Mass Factor = Q_{\text{вход}} / Q_{\text{выход}} \quad (1)$$

Корректировка массомера производится до тех пор, пока относительная погрешность будет близкой к нулю с точностью до $\pm 0,001\%$.

Метод акустической эмиссии реализуется на базе инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов, позволяющей обнаруживать факт утечки и с высокой точностью определять ее местоположение. В инфразвуковой системе мониторинга трубопроводов (ИСМТ) используется метод регистрации инфразвуковых колебаний, которые распространяются внутри трубопровода на большие расстояния. Благодаря слабому затуханию инфразвуковых волн эта система обнаруживает утечку, механическое воздействие на стенку трубы, источники "шума", формирующиеся на значительном удалении от места регистрации. На концах трубопровода устанавливаются модули первичного сбора (инфразвуковые датчики) и обработки данных. Установленные модули регистрируют инфразвуковые колебания в трубопроводе, проводят предварительную обработку исходных данных и передают данные на сервер. Недостатком метода является трудность выделения сигналов акустической эмиссии на фоне шумов и помех, низкая точность определения объемов утечки. Для повышения эффективности ИСМТ рекомендуется применить термокомпенсацию амплитудно-частотных характеристик датчиков [1].

В качестве инфразвуковой системы мониторинга трубопроводов предлагается использование «Система ССВС-001» ООО НПФ «ТОРИ». Система ИСМТ состоит из инфразвуковых датчиков (МПП-001), контроллеров (МОПС-001), компьютера управления и программного обеспечения. Инфразвуковые антенны устанавливаются на линейной части трубопровода, в колодцах, и подключаются с помощью кабеля к контроллерам, монтируемым в контрольном пункте.

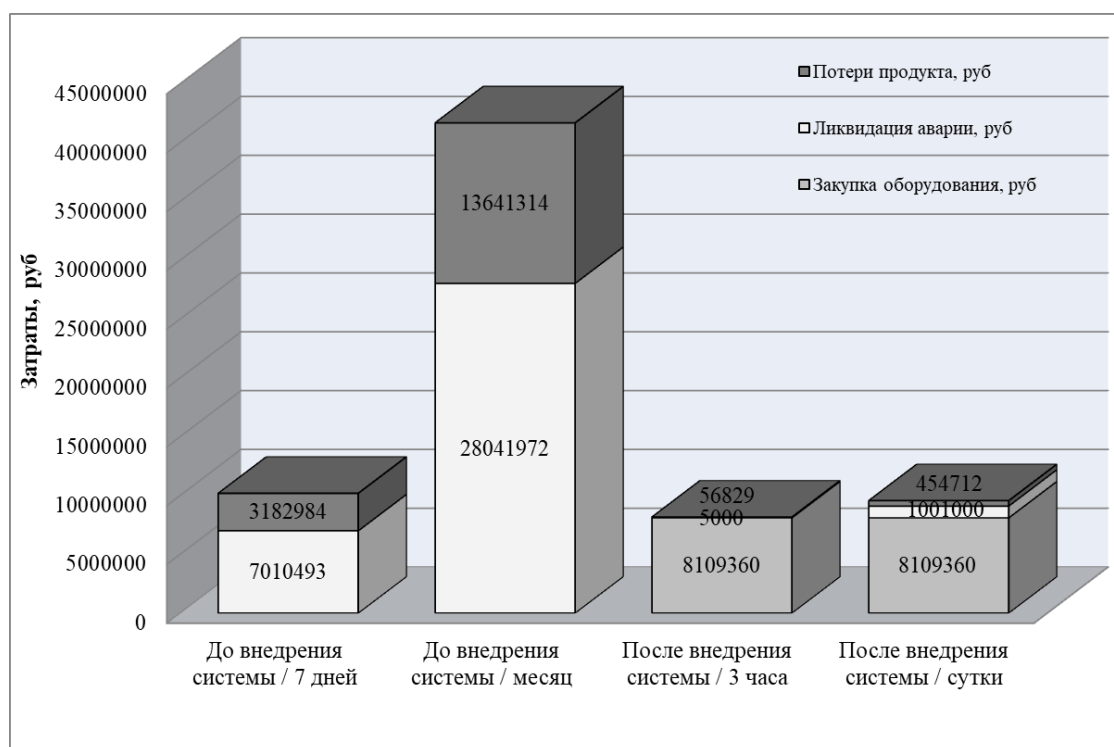


Рисунок 1 – График экономических потерь при утечке из отверстия диаметром 2 мм

Из графика видно, что при внедрении системы снижаются затраты на потерю продукта и ликвидацию последствий аварии за счет оперативного обнаружения факта утечки и места. Стоимость внедрения системы окупится уже после обнаружения одной утечки.

Предложенная КСОУ, основанная на использовании массово-балансового и анализа акустической эмиссии, соответствует всем требованиям, предъявляемым к СОУ.

Повышение эффективности системы КСОУ способствует обнаружению слаборазвивающихся утечек, значительно сокращает время реакции аварийных служб, значительно уменьшает экологический ущерб от разлива перекачиваемых продуктов и сводит к минимуму время вынужденного простоя трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зизюк В.М. Повышение эффективности выделения полезных сигналов в условиях высокого уровня шума. Научно-технический журнал «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности», №2, 2018 г.
2. Гужов А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М.: изд-во «Недра», 1973, стр. 280.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ И НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ОБРАЗОВАНИИ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ В ПК ANSYS

Е.К. Исупов, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа

Один из самых важных и сложных процессов в сооружении нефтегазовых объектов является сварка. Но не всегда заранее получается понять, как будет влиять на металл процесс сварки. Поэтому могут появляться нежелательные дефекты, которые могут привести к авариям и большому экономическому и экологическому ущербу.

В этой статье мы хотели рассмотреть, как влияет на околошовную зону процесс сварки, используя современные методы моделирования. И как эти средства можно применять для улучшения качества сварного шва и минимизации дефектов.

Для моделирования процесса сварки используем фрагмент трубы диаметром 1420 мм и толщиной стенки 22 мм, физические параметры соответствуют стали 09Г2С. Сварка будет выполняться автоматическим комплексом CRC-Evans. Для моделирования фрагмента трубы воспользуемся специализированным программным продуктом “КОМПАС 3D”, а для моделирования процесса сварки используем ANSYS Workbench

Для моделирования температурного анализа воспользуемся Transient Thermal – переходный тепловой анализ. Для обеспечения скорости сварки разбиваем модель сварного шва на 32 равных элемента, каждый будет нагреваться 1 секунду. Все элементы будут нагреваться последовательно, причем сначала элементы коневого шва, а затем заполняющего. Всего 64 шага длительностью по 1 секунде, далее следуем процесс охлаждения. Весь процесс займет 6 минут. В момент сварки 64 элементов они также будут охлаждаться по средствам конвекции. Сетка строится автоматически со средним размером элементов.

В результате расчета переходного теплового анализа получаем распределение температурных полей для каждого интервала времени.

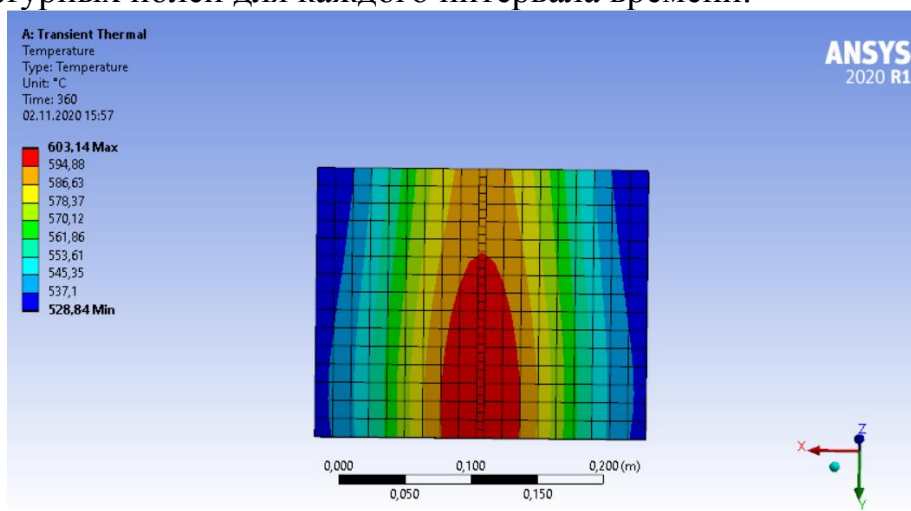


Рисунок 2 – Распределение температурных полей в момент времени 360 секунд

С помощью результатов такого анализа можно найти потенциально опасные зоны и предотвратить их появление, что дает большое преимущество при строительстве и эксплуатации.

Современные программные продукты помогают производить моделирование сложных ситуаций и предотвращать их, минимизируя затраты и ущерб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Буклешев Д.О., Яговкин Н.Г. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В ОКОЛОШОВНЫХ ЗОНАХ ГАЗОПРОВОДОВ И ИХ ПОВЕДЕНИЯ ПРИ НАГРУЗКАХ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ANSYS // Территория Нефтегаз. 2016. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/matematicheskoe-modelirovanie-obrazovaniya-napryazheniy-v-okoloshovnyh-zonah-gazoprovodov-i-ih-povedeniya-pri-nagruzkah-pri>

УДК 620.197.5:621.316.991

АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Е.В. Исупова, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта

Эффективность защиты от коррозии подземных трубопроводов является одним из основных факторов, определяющих надежность и долговечность эксплуатации нефтегазопроводных систем. Подземные участки трубопроводов, расположенных на территории промышленных площадок, относятся к зонам повышенной коррозионной опасности, характеризующимися скоростью коррозии более 0,3 мм/год. Действующими критериями эффективности электрохимической защиты (ЭХЗ) подземных трубопроводов являются минимальный защитный поляризационный потенциал и минимальная защитная плотность тока. Для оценки защищенности подземных сооружений от коррозии выполняют измерение поляризационного потенциала по ГОСТ 9.602-2016, однако при этом характерно проявление погрешности, связанной с разностью потенциалов грунта и корпуса медно-сульфатного электрода сравнения, а также влиянием тока защиты вблизи вспомогательного электрода. Для отключения тока катодной защиты требуется подключение управляемых переключателей тока, что ограничивает проведение оперативного контроля трубопроводов, не исключает погрешностей, связанных с возникновением уравнивающих токов, а также не подходит для участков трубопроводов с протекторной защитой, расположенных в неоднородных грунтовых условиях и/или подверженных действию блуждающих токов.

Анализ критериев эффективности ЭХЗ подземных трубопроводов, а также факторов, оказывающих влияние на параметры токораспределения в системе катодной защиты трубопроводов и оборудования промышленных площадок [1], показал, что требование нормативно-технической документации о необходимости обеспечения защитного потенциала подземного сооружения в заданных пределах является обоснованным, но не позволяет судить об эффективно-

сти противокоррозионной защиты, поскольку даже в случае обеспечения требуемых значений потенциалов «труба-земля» плотность катодного тока может быть различной в зависимости от грунтовых характеристик, в связи с чем риск возникновения и развития коррозионных повреждений сохраняется.

Параметры, оказывающие влияние на эффективность ЭХЗ подземных сооружений, можно условно разделить на прямые и косвенные. К прямым параметрам относятся:

а) *плотность катодного тока*, которая требуется для обеспечения требуемого смещения потенциала. Очевидно, что причина снижения эффективности катодной защиты с течением времени связана с ухудшением состояния изоляционного покрытия, что приводит к уменьшению плотности катодного тока (как правило, при значениях защитных потенциалов, соответствующих нормативным требованиям) [2].

б) *скорость коррозии* металла подземных трубопроводов, которая может развиваться даже при удовлетворительном качестве изоляционного покрытия и обеспечении требуемой величины защитного потенциала на рассматриваемом участке. Данный показатель является ключевым при оценке эффективности ЭХЗ трубопроводов, поскольку именно величина скорости коррозии отражает целесообразность и эффективность установленных при эксплуатации режимов работы средств ЭХЗ, особенно при появлении и развитии дефектов изоляционного покрытия.

К косвенным параметрам относятся поляризационный потенциал, выходные параметры станции катодной защиты (СКЗ), запас СКЗ по току и мощности, сопротивление растеканию анодного заземления, сопротивление изоляционного покрытия (интегральная или локальная оценка).

Выводы:

1. Установлено, что действующей нормативно-технической документацией не закреплено определение «эффективность ЭХЗ», а также не содержатся пояснения об идентичности или отличиях в понятиях «эффективность» и «защищенность». Также показано, что установленный критерий ЭХЗ трубопроводов и способы определения соответствия текущих параметров системы ЭХЗ объекта требуемым значениям не позволяют достоверно оценить эффективность противокоррозионной защиты, поскольку коррозионные повреждения металла трубопроводов возникают также на участках, в которых соблюдается требование по обеспечению защитного потенциала в заданных пределах.

2. Определены внутренние и внешние факторы, влияющие на эффективность работы СКЗ, работающих на территории промышленных площадок, а также последствия их влияния на параметры токораспределения и энергопотребления в системе ЭХЗ.

3. Предложен усовершенствованный подход к оценке эффективности ЭХЗ на основании анализа первостепенных и второстепенных параметров, определяющих степень защиты от коррозии трубопроводов и оборудования промышленных площадок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Яворская Е. Е. Влияние методов технической мелиорации грунтов промышленных площадок на параметры токораспределения в условиях экранирования катодного тока / Е. Е. Яворская. - Текст: непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2020. - № 1 (292). - С. 45-53.
2. Хижняков В. И. О контролирующей роли плотности тока катодной защиты при образовании коррозионных и стресс-коррозионных дефектов на внешней поверхности магистральных газонефтепроводов / В.И. Хижняков. - Текст: непосредственный // Вестник ТГУ. – 2013. – Том 18. – Вып. 5. – С. 2248-2252.

УДК 622.692.2; 614.84

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМ И УСТРОЙСТВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

И.Ф. Исхаков, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

В процессе хранения парафинистых нефтей в резервуарных емкостях, особенно большого объема, происходит накопление донных отложений, которые приводят к образованию коррозионно-активных зон под осадком в зоне скопления воды, а также к затруднению в обследовании состояния резервуара. Кроме снижения полезного объема, накопление донных отложений ведет к осложнению процесса эксплуатации резервуаров, к увеличению материальных затрат в системе транспорта и хранения, а в итоге к снижению технико-экономических показателей работы нефтяных резервуаров и транспортной системы в целом.

Существует целый ряд методов и способов, направленных для осуществления размыва донных отложений без вывода резервуаров из эксплуатации, однако, во всем мире наиболее распространенными считаются системы гидродинамического и гидромеханического воздействия. Зарубежный опыт таких крупных компаний, как British Petroleum, Shell, Saudi Aramco, Chevron, Exxon Mobil и Conoco Phillips показывает, что гидродинамический метод является передовым по отношению к гидромеханическим.

Два года назад нами был проведен сравнительный анализ между самым широко применяемым в Российском рынке винтовым миксером, а именно электромеханической мешалкой «Диоген», изготавливаемой в Томском заводе АО «ТОМЗЭЛ» и струйным гидравлическим смесителем (СГС), разработанной сотрудниками ООО «НТ-Центр» и УГНТУ. Согласно проведенным исследованиям установили, что наиболее эффективным методом очистки донных отложений для рассматриваемого нами случая, является система СГС.

В докладе проанализирован российский и зарубежный опыт использования устройств по предотвращению образования донных отложений, их типы, виды и разновидности. В России предпочтение отдают электромеханическим винтовым мешалкам в пользу удобной эксплуатации. За рубежом во многих ведущих нефтяных компаниях используются струйные гидравлические смесители с гидромониторными головками, а в частности наибольшей популярностью пользуется модель Р43. Отсюда не следует, что гидромеханическая система

предотвращения АСПО сильно уступает гидродинамическим. Безусловно, СГС и гидромониторные сопла являются более экономичными и эффективными, однако, многие нефтяные компании России не могут использовать данное оборудование из-за малого коэффициента оборачиваемости нефтеперекачивающих станций и сложностей, связанных с климатом, особенно в зоне Сибири.

Решить данную проблему можно с помощью комплексного изучения и анализа технологий и технических средств, комбинированием существующих методов и средств, выявлением и усовершенствованием наиболее эффективных устройств, применяемых на предприятиях топливно-энергетического комплекса, а также выяснить сущность и установить основные закономерности этого процесса.

На сегодняшний день стоит задача в разработке устройства, которое будет эффективнее уже ранее существующих методов и средств по борьбе с отложениями. Хорошим результатом можно будет считать ту конструкцию, которая будет наиболее близка к идеальному варианту, то есть без высоких затрат, без снижения уровня безопасности и, конечно, наилучшим показателем удаления АСПО.

УДК 930.24

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.Р. Каримова, Р.Ф. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа

Активное освоение Севера началось в середине прошлого века. С этого времени инженеры изобретают и внедряют технологии, с помощью которых возможно обеспечить безопасную эксплуатацию магистральных трубопроводов в суровых арктических условиях. К ним относятся надземная прокладка трубопровода, использование высокопрочных сталей

Конструктивные особенности арктических трубопроводов определяются спецификой природно-климатических условий, характерных для этой зоны. К основным особенностям можно отнести отрицательные среднегодовые температуры, большие площади многолетнемерзлых грунтов (ММГ), обводненность и заболоченность территорий в летний период.

В работе проанализированы проблемы, возникающие при проектировании, строительстве и эксплуатации арктических трубопроводов.

Краткая хронология развития арктического трубопроводного транспорта представлена ниже:

- 1948 г. – первый надземный магистральный газопровод Войвож – Ухта на деревянных опорах;
- 1960-е гг. – прокладка газопровода Игрим – Серов наземно с обвалованием грунтом;
- 1965 г. – использование вертолетов для доставки материалов на трассу строящегося нефтепровода Шаим – Тюмень;
- 1969 г. – построен первый газопровод с диаметром 1420 мм;

- 1969 г. – надземная прокладка газопровода Мессояха – Норильск на свайных опорах, применение шаровых кранов с «северным» приводом, морозостойких сталей, новых изоляционных покрытий;
- 1977 г. – надземная прокладка Трансаляскинского нефтепровода на свайных опорах с термостабилизаторами грунта;
- 2014 г. – для проекта газопровода «Бованенково – Ухта» отечественные трубные заводы впервые изготовили трубы диаметром 1420 мм из высокопрочной стали К65 с внутренним гладкостным покрытием;
- 2017 г. – пункты подогрева нефти на нефтепроводе «Заполярье – Пурпе», отслеживание высотного-планового положения объектов с помощью деформационных марок.

На основе проделанного анализа можно сделать вывод о том, что система транспорта нефти и газа в арктических условиях находится в состоянии развития и является перспективной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Матвейчук, А.А., Евдошенко Ю.В. Истоки газовой отрасли России / А.А. Матвейчук, Ю.В. Евдошенко // 1811 – 1945 гг.: Исторические очерки. – М.: Издательская группа «Граница», 2011. – 400 с.: ил.
- 2 Карначева, Е.В. Хронограф отечественной нефтяной и газовой промышленности. 1273 – 2016 гг. (Вторая редакция) / Сост. Е.В. Карначева, И.Д. Пашковская – Ухта, 2017. – 188 с. УДК 622.692.4:532.135

ИЗМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ТУРБУЛЕНТНОМ ТЕЧЕНИИ С ПОДКЛЮЧЕННЫМ ЛУПИНГОМ

Ф.А. Карнов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа

Рассмотрим перекачку дизельного топлива с добавлением противотурбулентной присадки по МНПП. Противотурбулентная присадка РТ FLYDE. Протяженность участка составляет 106 км. С 58 км трассы по 114 км расположен лупинг, который находится в работе. Рассмотрим перекачку дизельного топлива при трех режимах: без добавления противотурбулентной присадки, с добавлением противотурбулентной присадки в концентрациях 8 г/т и 4 г/т. Расход дизельного топлива до ввода присадки составлял - 30,5 тыс.т/сут. При вводе присадки в концентрации 8 г/т расход составил 37 тыс.т/сут; при 4г/т – 36,6 тыс.т/сут. Результаты измерения давления по длине трубопровода представлены на рисунке 1.

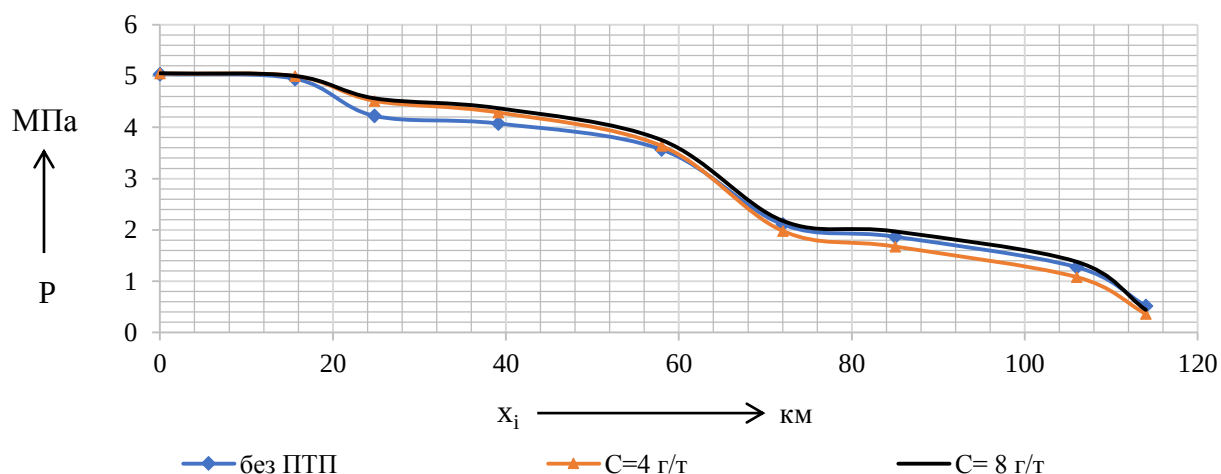


Рисунок 1 – Распределение давления по длине трубопровода для трех режимов перекачки

Проведем анализ изменения эффективности противотурбулентной присадки по длине трубопровода. Вначале проведем расчет эффективности, определяя перепад давления от начала трубопровода до рассматриваемой точки. График изменения эффективности по длине трубопровода приведен на рисунке 2.

Графики на рисунке 2 показывают общее снижение эффективности противотурбулентной присадки по длине. Однако, рассчитывая перепад давления от начала трубопровода до исследуемой точки, невозможно провести анализ того, как меняется эффективность присадки на каждом участке между соседними точками измерения.

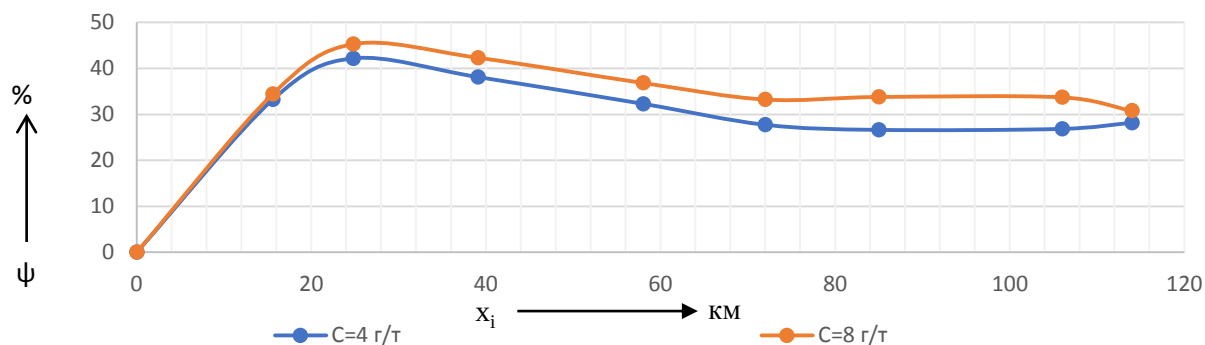


Рисунок 2 – Графики изменения эффективности присадки по длине трубопровода

Рассчитаем эффективность присадки на этих участках. На рисунке 3 проиллюстрировано, как изменяется эффективность присадки в зависимости от конкретного участка.

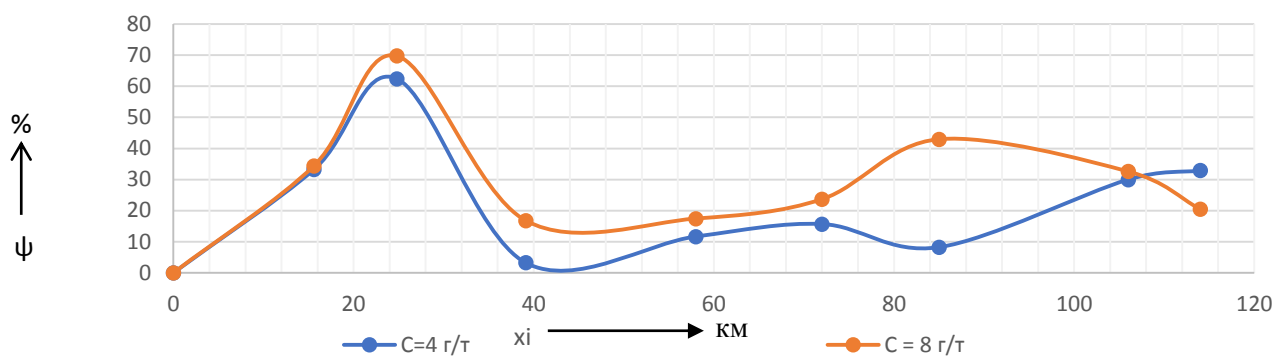


Рисунок 3 – Графики изменения эффективности противотурбулентной присадки при расчете перепада давления на участках между точками измерения

Как видно из графика, начиная с участка с лупингом, происходит рост эффективности противотурбулентной присадки. Данный факт может быть косвенным доказательством отсутствия разрушения присадки в процессе перекачки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Виноградов Г.В. Реология полимеров/ Г.В. Виноградов, А.Я. Малкин. – М.: Химия, 1977.– 440 с.
2. Нанотехнологии для снижения для гидравлического сопротивления трубопровод/ Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. – СПб.:Недра, 2018. –352 с.
3. Лисин Ю.В. Разработка инновационных технологий обеспечения надежности магистрального нефтепроводного транспорта: дис. д-ра. техн. наук. 25.00.19/ Лисин Юрий Викторович. Уфа, 2013. – 426 с.
4. Манжай В.Н. Деградация полимерных растворов при турбулентном течении в цилиндрическом канале/В.Н. Манжай, Ю.Р. Носикова, А.В. Абдусаламов// Журнал прикладной химии. –2015. –Т. 88. – № 1.– С. 125-131.
5. Манжай В.Н. Физико-химические аспекты турбулентного течения разбавленных растворов полимеров: автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра. хим. наук. 2.00.04, 2.00.06/ Манжай Владимир Николаевич. Томск, 2009. – 44с.

УДК 624.139

СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ГРУНТА НА ОПОРНЫЕ СВАИ ТРУБОПРОВОДА В РАЙОНАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

*А.Д. Картошкин, Е.А. Ревунов, Ю.В. Великанова,
Самарский государственный технический университет, г. Самара*

При проектировании и строительстве трубопроводов в зонах расположения многомерзлых пород необходимо уделять особое внимание физико-механическим свойствам грунтов. Сильная неоднородность грунтов вдоль трассы трубопровода может приводить к негативным процессам в процессе эксплуатации. Различие эксплуатационных характеристик перекачиваемого продукта также оказывает существенное влияние на свойства грунтов. Откры-

тие новых месторождений газа в районах Крайнего севера обуславливает актуальность рассмотренного вопроса.

В результате проведенного анализа существующих методов прокладки трубопроводов в сезоннопромерзающих грунтах был выбран и обоснован способ надземной прокладки. В таком способе прокладки трубопровода возводятся опорные сваи, которые подвержены действию сил морозного пучения. Использование покрытия “Reline” снижает пучинные воздействия грунта на конструкцию трубопровода. Результаты испытаний показали, что относительная деформация свай с покрытием и без него при одних и тех же напряжениях снижается практически в 2 раза. При этом значения касательных напряжений от пучения песчано-цементной смесью по боковой поверхности свай с покрытием при температуре -4 °С снижается в 3,3 раза, а при температуре -1 °С – в 2,3 раза по сравнению со свай без покрытия.

Анализ показал, что изменение касательных напряжений покрытием зависит от температуры грунта. Использование покрытия “Reline” для опорных свай позволяет в значительной степени уменьшить деформацию свай вследствие пучения грунтов и соответственно снизить вероятность возникновения аварий. Применение данного покрытия перспективно, так как экономически выгодно.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В. М. Агапкин, Б. Л. Кривошеин, В. А. Юфин. - М.: Недра, 1981. - 256 с.
2. “Трубопроводный транспорт нефти”- Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. 2002.

УДК 622.691.24

МАСШТАБИРОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА УТЕЧЕК МЕТАНА

С.В. Кимаев, УГНТУ, г. Уфа

Метан CH_4 – является парниковым газом, который отражая инфракрасные волны и скапливаясь в атмосфере создает над поверхностью земли плотную оболочку, ухудшающую теплообмен планеты.

Утечки метана происходят через разъемные соединения трубопроводной арматуры на объектах трубопроводного транспорта, хранения, распределения и переработки природного и нефтяного газа. Утечки газа через разъемные соединения трубопроводной арматуры устранить полностью невозможно, но однозначно, можно сократить.

Мониторинг утечек газа представляет важность для трех процессов: экология – снижение выбросов в атмосферу позволит уменьшить негативное влияние метана на атмосферу, товарный продукт – сохранение товарного газа позволит получить экономический эффект, техническое обслуживание и ремонт – запорно- регулирующая арматура имеет нормативные утечки, установленные заводом-изготовителем и указанные в паспортной документации на оборудова-

ние. Мониторинг утечек позволит улучшить планирование технического обслуживания и ремонта оборудования, имеющего разъемные соединения.

В настоящее время существует два технических решения для бесконтактного обнаружения утечек с помощью инфракрасных камер и лазерной технологии.

Современные инфракрасные камеры позволяют выявлять утечки и определять их объем количественно. Недостатком применения инфракрасных камер является низкая чувствительность, возможность их использования только в дневное время, не все камеры являются взрывобезопасными.

Лазерная технология может применяться как для периодического обследования оборудования, так и для проведения непрерывного мониторинга утечек. Лазерные датчики обладая высокой чувствительностью (до 1 ppm·м) могут применяться для мониторинга утечек на удалении датчика от контролируемого объекта до 100 м.

Хорошие показатели лазерных технологий, позволяющие определять утечки количественно, дают основание для постановки вопроса о масштабируемости технических решений.

Решения о масштабируемости целесообразно рассматривать с точки зрения построения системы газовой сигнализации на объектах для выявления крупных утечек при разгерметизации оборудования и оценки масштабов инцидента или аварии. Для отдельных ответственных разъемных узлов газопроводов можно рассмотреть установку стационарных лазерных датчиков для детектирования утечек.

УДК 622.691.4

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ

Е.С. Ковалев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

На сегодняшний день в ПАО «Газпром» эксплуатируются магистральные газопроводы со средним сроком эксплуатации 60 лет, что влияет на процент возможности возникновения аварий, которые приводят к человеческим жертвам. Протяженность магистральных газопроводов ПАО «Газпром» по территории Российской Федерации составляет 172,6 тысяч километров, из которых 40% не охвачено внутритрубной диагностикой, а 36 тысяч километров газопроводов-отводов не подвергаются внутритрубной диагностике по ряду причин [1].

Наиболее частыми причинами аварий на магистральных газопроводах являются: коррозионное растрескивание под напряжением (27%), механические повреждения (23%), коррозионные дефекты (16%), технологические дефекты (13%), стихийные бедствия (10%), строительные дефекты (7%), дефекты сварки (5%). Наиболее частыми дефектами на линейной части магистральных газопроводов являются: коррозионное растрескивание под напряжением, смещение кромок трубы по горизонтали или вертикали, расслоение тела трубы, утончение

стенок трубы, локальные коррозионные процессы, трещины, задиры, царапины. В сварных стыках возможно образование пор, шлаковых включений, непроваров.

К технической диагностике относятся теория, средства, способы и методика диагностики линейной части магистральных газопроводов. Согласно Федеральному Закону от 21.07.1997 г. №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» все магистральные газопроводы, эксплуатирующиеся на опасном производственном объекте, подлежат экспертизе промышленной безопасности в установленные сроки с целью определения возможности эксплуатации объекта и определения остаточного ресурса.

Современные методы диагностики базируются на 5 составляющих: внутритрубной диагностике, внешнетрубной диагностике, воздушном обследовании, методе теоретических испытаний и методе практических испытаний. Основным критерием объективности проведения технической диагностики является комбинирование методов диагностики. В настоящее время в России в большей степени используются методы обнаружения дефектов путем внутритрубного диагностирования трубопроводов. Он является самым информативным методом, но не все газопроводы могут быть подвержены внутритрубной диагностике из-за конструкционных недостатков, природно-климатических условий, ограничений по рабочему давлению и толщине стенки. Для контроля за охранными зонами магистральных газопроводов используется воздушное обследование с помощью беспилотных летательных аппаратов или вертолетов. Применение лазерных детекторов метана позволяет выявлять утечки газа. Однако, метод не дает представления о техническом состоянии газопровода.

На данный момент в России практически не применяются методы контроля трубопроводов в режиме реального времени, а также методы предсказания состояния трубопровода на основе математических моделей. Одними из перспективных методов для применения являются оптоволоконные системы, пленочные сенсоры и методы математического моделирования.

Для показа всех возможностей внедрения комплекса диагностики магистральных газопроводов на основе оптоволоконных технологий и пленочных сенсоров взят газопровод «Поляна-КСПХГ» Кармаскалинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа». Предлагается использовать волоконно-оптические датчики и оптоволоконную линию совместно с пленочными сенсорами. Оптоволоконная линия, служит для контроля за нарушением охранных зон магистрального газопровода, а также за контролем утечек в микротрещинах и запорной арматуре, позволяет оценить воздействие перепадов температур на напряженно-деформированное состояние магистрального газопровода. Пленочные сенсоры позволяют выявлять утечки газа, контролировать уровень напряженно-деформированного состояния, определять зарождение дефектов в металле трубы. Волоконно-оптические датчики позволяют с высокой точностью выявлять начало развития трещин.

Применение данного комплекса позволит объединить внутритрубную диагностику и воздушное обследование, позволит учитывать учет деформаций от

внешних и внутренних факторов, а также от температурных изменений на глубине залегания, предоставит возможность непрерывного мониторинга и обнаружения дефектов на ранних стадиях.

В результате экономических расчетов выявлено, что в случае отсутствия проведения ВТД в составе затрат остаются лишь затраты на выплату заработной платы, что уменьшает затраты в 9,8раз. Однако выявлено, что внедрение комплекса диагностики требует серьезных затрат и вложений, в связи с чем планируется внедрять его поэтапно, на участках капитального ремонта магистральных газопроводов.

Применение данного метода позволит снизить погрешность измерений, а также оперативно получать полную информацию о техническом состоянии газопровода. Применением данного метода для каждого магистрального газопровода мы можем добиться высокой точности измерения, высокой оперативности, высокой эффективности при наименьших экономических и трудовых затратах, что приведет к снижению аварийности. Данный метод позволит модернизировать газотранспортную систему Российской Федерации, позволит наиболее эффективно планировать ремонты и техническое обслуживание, позволит исключить контакт людей в условиях вирусных эпидемий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Единая система газоснабжения России. [Электронный ресурс] URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/> (Дата обращения 30.01.2020).

УДК 622.691.24

ПРИНЦИПЫ СТРУКТУРИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

*Ю.В. Колотилев, В.А. Короленок, А.Ю. Плотников,
РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва*

Предприятие ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" занимает монопольное положение на рынке транспортировки природного газа по магистральным газопроводам высокого давления в Северо-Западном регионе РФ и обеспечивает подачу газа потребителям в г. Санкт-Петербург, Ленинградской, Тверской, Псковской, Смоленской, Новгородской, Калининградской областях, республике Карелия, а также на экспорт в европейские страны и Прибалтику.

Оно обеспечивает стабильное газоснабжение потребителей и бесперебойную работу Единой системы газоснабжения в Северо-Западном регионе Российской Федерации. Газотранспортная система, обслуживаемая предприятием, приняла и довела по потребителям более 115 млрд. куб. м природного газа, из них более 80 млрд. куб. м поставлено на экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья.

В соответствии с порядком идентификации экологических аспектов ежегодно происходит их идентификация (рисунок 1, где 1 - выбросы в атмосферу; 2 - сброс сточных вод; 3 - потребление электрической и тепловой энергии; 4 -

выбросы в атмосферу от передвижных источников; 5 - потребление воды; 6 - нарушение почвенного покрова). На предприятии выявляются и формируются перечни значимых экологических аспектов, управление которыми производится путем разработки и реализации программы природоохранных мероприятий. Ежегодно актуализируется сводный перечень и формируется общая программа природоохранных мероприятий.

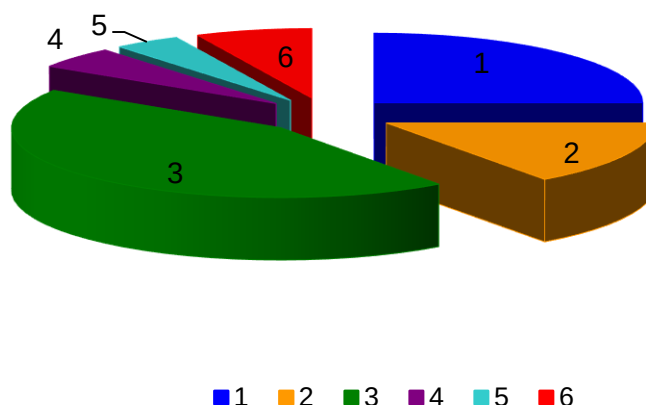


Рисунок 1 - Значимые аспекты предприятия
ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург"

Экологическими аспектами являются элементы производственной деятельности, которые оказывают значительное воздействие на окружающую среду при эксплуатации технологического и вспомогательного оборудования предприятия. К ним относятся: выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросы в водные объекты, размещение отходов и др.

Программа природоохранных мероприятий предприятия предусматривала выполнение в 2017 году 45 мероприятий, из них 43 были связаны с мониторингом экологической безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородов, т.е. на снижение значимости экологических аспектов: нарушение почвенного покрова и выбросов от передвижных источников.

Мониторинг экологической безопасности объектов трубопроводного транспорта углеводородов осуществлялся путем выполнения установленных в программах предприятия природоохранных мероприятий [1-3]. Здесь следует выделить две экологические цели: 1) сокращение выбросов метана в атмосферный воздух до технически оптимального уровня; 2) снижение размера платы за сверхнормативное воздействие как интегрального показателя негативного воздействия на окружающую среду.

Частичное недостижение этих целей связано с влиянием начала эксплуатации новых, законченных строительством и введенных объектов первого пускового комплекса Северо-Европейского газопровода, а также продолжающиеся строительные и пуско-наладочные работы по объектам второго пускового комплекса, выводу технологического оборудования на заданные режимы работы.

На предприятии сохраняется необходимость разработки проектов нормативов допустимых воздействий - планируется проведение конкурентных закупок для заключения договоров на разработку документации с последующим согласованием в федеральных надзорных органах.

С целью установления порядка деятельности в области охраны окружающей среды разработаны и утверждены два стандарта предприятия: 1) производственный экологический контроль - порядок проведения; 2) отходы производства и потребления - порядок обращения. Данные стандарты установлены в соответствии с требованиями федерального законодательства РФ и с определенным порядком проведения производственного экологического контроля, оборудования мест временного накопления отходов, составления отчетности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов / М.Ю. Земенкова. - Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. - 397 с.
2. Земенкова М. Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов / М.Ю. Земенкова. - Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. - 270 с.
3. Земенкова М.Ю. Методологическое обеспечение экспертных систем мониторинга показателей надежности объектов трубопроводного транспорта углеводородов / М. Ю. Земенкова - Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. - 420 с.

УДК 532.552

МОДЕЛЬ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ЖИДКОСТИ, СВЯЗАННОЙ С ВИХРЕОБРАЗОВАНИЕМ

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

При турбулентном движении жидкости чётко прослеживаются локальные вихри, постоянно возникающие и затухающие по всему объему жидкости. Движение жидкости в локальном вихре происходит по круговой траектории от периферии к центру или наоборот. Потери энергии в жидкости при таком движении связаны, прежде всего, с трением частиц жидкости между собой, а также потери на силы инерции. При математическом моделировании не принято выделять отдельно инерционную составляющую потерь энергии. При использовании эмпирико-теоретических формул определения потерь энергии при движении жидкости по прямолинейной трубе потери энергии, связанные с инерционными процессами при вихреобразовании, не выделяются. В работе авторы предлагают физическую модель, описывающую потери энергии жидкости при её вихревом движении, связанную с инерционными силами, действующими на частичку или отдельный элементарный объем жидкости.

За основу модели принимается, что траектория движения жидкости при вихревом движении идёт по логарифмической спирали, поскольку очень большое количество природных процессов описывается логарифмическими или экспоненциальными законам. Для того, чтобы построить физическую модель и получить формулы для учёта инерционных потерь при вихревом движении ав-

торами был создан специальный змеевик, имеющий форму логарифмической спирали. Также была рассмотрена теория расчёта цилиндрических змеевиков постоянного радиуса поворота [1]. Классически считается, что если радиус закрутки спирального змеевика или радиус поворота трубы больше пяти условных диаметров, то потери на местные сопротивления отсутствуют. Примером может стать обычный спиральный змеевик с постоянным радиусом поворота, т.е. цилиндрический змеевик. Таким образом, если поток жидкости поворачивает по большому радиусу, т.е. поворот для потока происходит достаточно медленно, то в потоке не возникает циркуляции и, соответственно, потерь потенциальной энергии на эту циркуляцию (вихреобразование). Всё меняется, если змеевик будет иметь траекторию логарифмической спирали с радиусом поворота, меняющимся по экспоненциальному закону

$$R_2 = R_0 \cdot \exp(b \cdot \varphi), \quad (1)$$

где R_2 – текущий радиус поворота;

R_0 – начальный радиус поворота;

φ – угол поворота от R_0 до R_2 ;

b – коэффициент закрутки или логарифмический коэффициент по общеизвестной формуле

$$b = \frac{1}{\varphi_K - \varphi_0} \cdot \ln \left(\frac{R_K}{R_0} \right), \quad (2)$$

где R_K – конечный радиус поворота;

φ_0 , φ_K – соответственно, начальный и конечный угол поворота для радиусов поворота R_0 и R_K .

При движении жидкости по таким траекториям, приведённые в [1] формулы не дают верного результата потерь потенциальной энергии.

По результатам работ, проведённых на экспериментальном стенде [2], были получены формулы, корректно (с точностью до 2 %) описывающие потери энергии при движении жидкости по трубе, имеющей форму логарифмического змеевика. Отдельно были выделены потери энергии, связанные с силой Кориолиса (для расширяющихся спиралей) и с центробежной силой инерции (для сужающихся спиралей). Причём эти два вида сил существуют одновременно для обоих видов спиралей. Они равны по модулю друг другу, но играют разную роль. Например, для расширяющейся спирали именно сила Кориолиса отбирает полезную мощность источника энергии, уменьшая угловую скорость жидкости, а центробежная сила инерции использует эту энергию и совершает работу по перемещению жидкости с меньшего радиуса на больший. В случае сужающейся спирали – сила инерции отбирает полезную мощность источника, а сила Кориолиса увеличивает угловую скорость движения жидкости. Ничего подобного в спиральных змеевиках с постоянным радиусом закрутки не происходит – там инерционные силы работы не совершают, поскольку отсутствует так называемый угол смещения γ . Природа использует вихрь как инструмент переноса количества движения. На иллюстрациях [3] отчётливо видна спираль-

ная структура вихря, близкая к логарифмической спирали. Движение жидкости по спиральной трубе может стать прообразом модели движения частицы в вихре и потери энергии при вихреобразовании, связанные с силами инерции. В спиральном отводе центробежного магистрального насоса траекторию движения частиц жидкости, также с определёнными допущениями, можно рассматривать как расширяющуюся спираль. Поэтому модель расчёта потерь энергии от сил инерции при движении жидкости по логарифмической спирали также может быть применена для совершенствования или модернизации спирального отвода центробежного насоса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.: ил.
2. Коноплёв Н.Г., Коробков Г.Е. Экспериментальные исследования энергетических процессов потока жидкости в трубопроводе // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 1. С. 28-33.
3. Краузе Эгон. Многоликие вихри // Наука из первых рук. 2006. №6. С. 92-107.

УДК 621.691.4

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

*А.М. Короленок, П.Н. Ленский, А.А. Качанович, В.В. Казак,
РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва*

С целью автоматизации работы инженеров по охране окружающей среды на предприятии ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург" началась опытная эксплуатация автоматизированной системы мониторинга объектов <Экология>. Система предназначена для автоматического ввода данных при проведении учета негативного воздействия на окружающую среду, движения отходов, объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросов загрязняющих веществ в поверхностные воды, а также для формирования государственной статистической отчетности. В автоматизированной системе реализованы расчеты сумм платы за негативное воздействие на окружающую среду, возможность централизованного ведения нормативно-справочной информации (НСИ) и консолидации экологической информации филиалов в центральной базе данных предприятия.

Развитие автоматизированной системы мониторинга объектов <Экология> позволит сократить время для обработки информации в области охраны окружающей среды и обеспечить составление необходимой отчетности в установленные сроки, а также проводить анализ негативного воздействия в соответствии с требуемыми параметрами.

Воздействие предприятия на окружающую среду связано с выбросами в атмосферный воздух при эксплуатации объектов трубопроводного транспорта углеводородов [1, 2]. Увеличившиеся объемы транспортировки природного газа и рост товаротранспортной работы обусловлены, в первую очередь, начавшимися поставками газа по Северо-Европейскому газопроводу, введением в экс-

платацию второй нитки газопровода, новых компрессорных станций, других объектов газотранспортной системы.

Валовый выброс (ВВ) загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух с учетом метана представлен на рисунке 1. Снижение валового выброса ЗВ объясняется сокращением выбросов метана на газопроводах при капитальных ремонтах и стравливаниях природного газа при строительстве и пусконаладочных работах на новых объектах, а также предварительной выработкой газа из отключаемых участков газопроводов и технологических коммуникаций на газораспределительных станциях перед проведением работ.

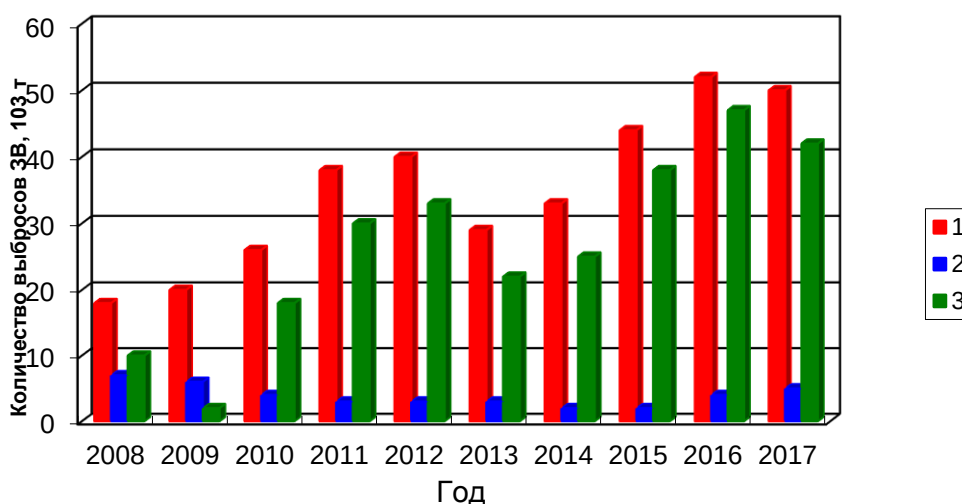


Рисунок 1 – Динамика изменения ВВ загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух: 1 - выброс загрязняющих веществ с метаном (ВВ), т; 2 - выброс загрязняющих веществ без метана (ВВ), т; 3 - выброс метана, т

Удельный выброс загрязняющих веществ от топливоиспользующих установок (в основном оксиды азота) незначительно вырос в связи с увеличением товаротранспортной работы и увеличением расхода природного газа на собственные технологические нужды (СТН): на работу комплексов термического обезвреживания отходов на КС Северо-Европейского газопровода; на выработку тепла в котельных КС; на выработку электроэнергии на собственные нужды (ЭСН); на обогрев газа перед регуляторами давления.

Наблюдается увеличение выброса парниковых газов, что связано с вводом новых объектов Северо-Европейского газопровода, в том числе компрессорных станции, а также увеличением парка автотранспортных средств и введением в эксплуатацию на компрессорных станциях установок подготовки газа к транспорту (УПГТ), электростанций собственных нужд, микротурбинных установок (МТУ) и др.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кириллов С.Н. Оценка устойчивости развития на региональном уровне: пример республики Татарстан / С.Н. Кириллов, А.А. Пакина, Н.И. Тульская. - Вестник Волгоградского госу-

дарственного университета. Серия 3: Экономика. Экология. - 2017. - Т. 19. - № 4 (41). - С. 127-137.

2. Кириллов С.Н. Проблемы обеспечения экологической безопасности на региональном трубопроводном транспорте / С.Н. Кириллов, А.А. Матвеева, А.И. Ершов. - Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. - 2015. - № 1. - С. 43-54.

УДК 621.691.4

ИЗМЕНЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПАРОВ НЕФТИ И БЕНЗИНА ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ УСТАНОВОК РЕКУПЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А. Коршак, Ан.А. Коршак, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Применение установок рекуперации паров (УРП) [1] позволяет существенно сократить потери нефти и нефтепродуктов от испарения и связанное с ними загрязнение окружающей среды. При оценке эффективности работы УРП, как правило, считают, что в результате их работы уменьшаются только объемная концентрация углеводородов и расход газовой смеси (ГВС). Соответственно, степень очистки ГВС от углеводородов в момент времени t вычисляется по формуле

$$S_* = \left(1 - \frac{Q_{\text{вых}}(t) \cdot C_{\text{вых}}(t)}{Q_{\text{вх}}(t) \cdot C_{\text{вх}}(t)}\right) \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $Q_{\text{вх}}(t), C_{\text{вх}}(t)$ – соответственно объемный расход газовой смеси и объемная концентрация паров углеводородов в ней на входе УРП в момент времени t ; $Q_{\text{вых}}(t), C_{\text{вых}}(t)$ – то же на выходе УРП.

Авторами была выполнена проверка справедливости данного допущения методом математического моделирования процессов конденсации и абсорбции с использованием теории фазовых равновесий [2]. Для этого использовались математические модели, успешно апробированные при анализе работы действующих УРП.

При моделировании использовались фактические составы ГВС, образующихся на объектах транспорта и хранения нефти и бензина.

В качестве абсорбентов рассматривались дизельное топливо, легкая и тяжелая нефть. Отношение расхода ГВС к расходу абсорбента назначали равным от 10 до 100. Температура абсорбента принималась равной 0°C и 20°C.

При расчетах конденсации температура охлаждения ГВС выбиралась в интервале от минус 25°C до 0°C.

Всего было найдено более 200 значений отношения $\rho_{\text{вых}}(t)/\rho_{\text{вх}}(t)$. График зависимости величин $\rho_{\text{вых}}(t)/\rho_{\text{вх}}(t)$ от параметра S_* , рассчитанного по формуле (1), приведен на рисунке 1.

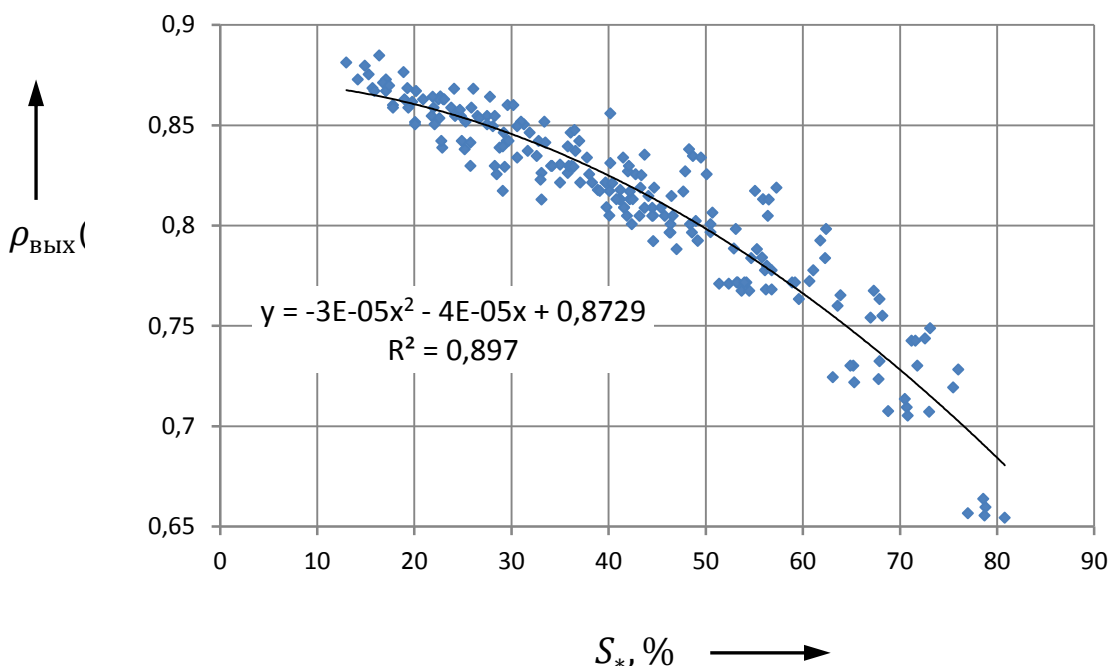


Рисунок 1 - Зависимость отношения $\rho_{\text{вых}}(t)/\rho_{\text{вх}}(t)$ от параметра S_*

Из рисунка 1 видно, что с увеличением параметра S_* соотношение плотностей уменьшается. Это объясняется тем, что при рекуперации в первую очередь улавливаются тяжелые углеводороды.

Точки, представленные на графике, аппроксимируются выражением

$$\rho_{\text{вых}}(t)/\rho_{\text{вх}}(t) = -0,3 \cdot S_*^2 - 0,004 \cdot S_* + 0,8729. \quad (2)$$

Коэффициент детерминации для данного выражения составляет 0,897.

Аналогичным образом для улавливания паров бензина получена зависимость

$$\rho_{\text{вых}}(t)/\rho_{\text{вх}}(t) = -0,3 \cdot S_*^2 - 0,004 \cdot S_* + 0,7759, \quad (3)$$

Возможность применения формул (2), (3) при прогнозировании степени улавливания и адсорбционных УРП вытекает из общности закономерностей рекуперации паров нефти и нефтепродуктов.

Использование формул (2), (3) позволяет сделать оценку эффективности работы УРП более точной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Сунагатуллин Р.З., Коршак А.А., Зябкин Г.В. Современное состояние рекуперации паров при операциях с нефтью и нефтепродуктами// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. №5. С. 111-119.

УДК 621.691.4

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ БЕНЗИНА ПРИ ЗАПОЛНЕНИИ ТОПЛИВНЫХ БАКОВ АВТОМОБИЛЕЙ

А.А. Коршак, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Для планирования экологических мероприятий на автозаправочных станциях требуется уметь оценивать величину потерь бензина при негерметизиро-

ванном заполнении топливных баков автомобилей. На данный момент их величина наиболее полно исследована М.А. Гиззатовым [1]. В частности, им установлено, что в условиях г. Уфы для бензина А-76 в весенне-летний период удельные потери составляют 0,81 кг на тонну отпущенного продукта, а в осенне-зимний период - 0,50 кг/т. Те же цифры для бензина Аи-93 равны соответственно 0,76 и 0,19 кг/т.

Следует отметить, что экспериментальные данные [1] допускают и другие обобщения. Так, при операциях заполнения резервуаров и транспортных средств имеет место превышение расхода ПВС, вытесняемой в атмосферу, над расходом заправки [2]. Обработка табличных данных [1] показала, что соотношение объемов вытесненной в атмосферу во время заправки паровоздушной смеси $V_{ПВС}$ и отпущенного бензина V_T изменяется в пределах от 0,56 до 1,3, составляя в среднем 0,92. Наиболее часто (около 27 % случаев) имели место соотношения $V_{ПВС} / V_T$ в интервале от 0,95 до 1, в 57% случаев данное соотношение было меньше 0,95, а в 16 % - больше 1.

Наличие значений $V_{ПВС} / V_T > 1$ может быть объяснено донасыщением газового пространства топливных баков в процессе их наполнения. Случаи, когда $V_{ПВС} < V_T$, по нашему мнению, связаны с существенным отличием температуры бензина в подземных резервуарах АЗС и температуры остатка горючего в топливных баках автомобилей.

Поскольку теоретические закономерности изменения $V_{ПВС}/V_T$ пока не выявлены, правильнее всего относить общие потери бензина при заправке автомобилей к 1 м³ отпущенного топлива.

В работе [1] удельные потери бензина с вытесняемой из баков автомобилей ПВС увязаны с температурой атмосферного воздуха T_B . Однако бензин не может мгновенно нагреться на очень коротком расстоянии от подземного резервуара, в котором его температура равна T_B , до температуры воздуха. Поэтому автором получена зависимость удельных потерь бензина за одну заправку именно как функция T_B

$$\frac{G_{бд}}{V_T} = 0,0237 \cdot T_6 - 6,067 \quad (1)$$

При этом температуру бензина в осенне-зимний период следует принимать равной минимальной среднемесячной температуре грунта на глубине заложения подземного резервуара АЗС, а в весенне-летний период рассчитывать по приближенной формуле

$$T_6 \approx 0,657 \cdot T_B + 95,9 \quad (2)$$

Полученные расчетные зависимости позволяют повысить точность прогнозирования потерь бензина при заправке автомобилей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гиззатов М.А. Сокращение потерь бензинов от испарения на автозаправочных станциях нефтебаз / Дисс. ... канд. техн. наук. Уфа, УНИ, 1987. 170 с.
- 2 Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензина от испарения. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. 144 с.

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ВВЕДЕНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОДЕ

П.А. Кузьмин, Чэнь Ян, УГНТУ, г. Уфа

С целью снижения гидравлического сопротивления при перекачке нефтей и нефтепродуктов в магистральные трубопроводы вводят противотурбулентные присадки (ПТП). На гидравлическую эффективность ПТП влияет ряд факторов, таких как температура и скорость потока, концентрация ПТП, структура присадки, диаметр трубы, ее шероховатость и др. Для того, чтобы получить хороший результат от использования ПТП, разработка прогнозной модели эффективности снижения гидравлического сопротивления при введении ПТП имеет важное практическое значение при перекачке нефтепродуктов.

Автором в работе предложена новая математическая модель прогнозирования гидравлической эффективности в промышленном трубопроводе на основе лабораторной реометрии.

Гидравлическую эффективность применения ПТП можно рассчитывать при помощи относительного напряжения сдвига по формуле

$$DR = (1 - \tau_\theta / \tau_0) \times 100\%, \quad (1)$$

где τ_θ , τ_0 – соответственно напряжение сдвига с ПТП и без неё.

Тогда гидравлическая эффективность в трубопроводе и в дисковом реометре будет рассчитываться по формулам $DR_t = [1 - (\tau_\theta / \tau_0)_t] \times 100\%$ и $DR_d = [1 - (\tau_\theta / \tau_0)_d] \times 100\%$, соответственно. Используя эти формулы, можно получить соотношение [1]:

$$DR_t / DR_d = [1 - (\tau_\theta / \tau_0)_t] / [1 - (\tau_\theta / \tau_0)_d], \quad)$$

где $(\tau_\theta / \tau_0)_t$, $(\tau_\theta / \tau_0)_d$ – относительное напряжение сдвига в дисковом турбореометре и на стенке трубопровода соответственно.

После проведения экспериментов в турбореометре с помощью программы MATLAB получено регрессионное уравнение зависимости $(\tau_\theta / \tau_0)_d$ от концентрации θ и числа Рейнольдса Re :

$$(\tau_\theta / \tau_0)_d = (4,62 \cdot 10^{-7} Re + a) \cdot \exp(b\theta) - (4,64 \cdot 10^{-7} Re - 1,03) \cdot \exp(c\theta), \quad (3)$$

где a , b , c – коэффициенты, для конкретной марки противотурбулентной присадки, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 Значения расчетных коэффициентов a , b и c в формуле (3) для различных марок ПТП

Коэффициенты	FLOXL	FLOMXA	Necadd-447	M-Flowtreat	EP
a	-0,0400	-0,0255	-0,0484	0,0045	0,0048
b	-0,4341	-0,4592	-0,3000	-0,2353	-0,0342
c	0,0009	0,0002	0,0005	0,0006	0,0064

Зависимость напряжения сдвига на стенке трубы выражается следующим образом

$$\tau_T = \frac{\lambda}{8} \cdot \rho \cdot U^2, \quad (4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ρ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

U – средняя скорость течения, м/с.

Используя данные опытно-промышленных испытаний, приведенных в [2], по анализу расчетных результатов напряжения сдвига по формуле (4), предлагается зависимость $(\tau_\theta/\tau_0)_T$ от концентрации θ и безразмерного диаметра трубы D^* :

$$(\tau_\theta/\tau_0)_T = D^* \cdot \alpha \exp(\beta\theta), \quad (5)$$

где D^* – безразмерный относительный диаметр трубопровода, $D^* = L/D$.

Для определения влияния режима течения на относительное напряжение сдвига по результатам обработки данных опытно-промышленных испытаний, приведенных в [2], получена зависимость $(\tau_\theta/\tau_0)_T$ от Re при концентрации присадки M-Flowtreat $\theta = (5; 10; 15)$ ppm. Таким образом, анализ полученных результатов позволяет установить, что относительное напряжение сдвига $(\tau_\theta/\tau_0)_T$ в трубе обратно пропорционально зависит от числа Рейнольдса. С учетом этого формуле (5) записать следующим образом:

$$(\tau_\theta/\tau_0)_T = \frac{D^*}{Re_T} \cdot \alpha \exp(\beta\theta), \quad (6)$$

где α, β – коэффициенты, для конкретной марки противотурбулентной присадки.

В конечном итоге можно получить расчетную зависимость прогнозирования гидравлической эффективности ПТП в условиях трубопровода DR_T от числа Рейнольдса Re_T , концентрации присадки θ , типа присадки (α, β) и параметров (DR_d, Re_d) , полученных в условиях дискового реометра:

$$DR_T = 1 - (1 - DR_d) \cdot \frac{\frac{D^*}{Re_T} \cdot \alpha \exp(\beta\theta)}{(4,62 \cdot 10^{-7} Re_d + a) \cdot \exp(b\theta) - (4,64 \cdot 10^{-7} Re_d - 1,03) \cdot \exp(c\theta)}. \quad (7)$$

Таким образом, используя данные, полученные экспериментально на дисковом реометре, можно сделать прогноз гидравлической эффективности применения ПТП в трубопроводе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Chen, Y. New drag-reduction efficiency model promises operating savings / Chen Y., Li C., A.M. Nechval, et al. // Oil and Gas Journal. – 2017. – 115(5). – P. 70-75.
2. Черников, В.А. Обобщенная формула для расчета коэффициента гидравлического сопротивления магистральных трубопроводов для светлых нефтепродуктов и маловязких нефтей / В.А. Черников, А.В. Черников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 4 (8). – С. 64-66.

УДК 622.692.4

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.И. Кулешов, Б.Р. Валитов, Р.Ф. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа

Одной из важнейших проблем современного трубопроводного транспорта нефти является большая металлоемкость линейной части, вызванная большой протяженностью магистрального трубопровода.

Существует вероятность уменьшить капиталовложения за счет увеличения давления в магистральном трубопроводе на определенную величину, чтобы на этапе проектирования уменьшить количество нефтеперекачивающих станций (НПС).

В качестве примера была рассмотрена работа [1], в которой за основу для расчета был взят существующий трубопровод «Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск». Для этого трубопровода был произведен гидравлический расчет, в результате которого было получено значение рабочего давления $P = 5,78$ МПа и количество (НПС) равное 35.

Предполагается возможность увеличения рабочего давления трубопровода установкой дополнительного рабочего магистрального насосного агрегата (МНА). В результате последующего гидравлического расчета с измененным числом работающих МНА значение рабочего давления возросло до 7,42 МПа, а число НПС было сокращено до 27.

Важно отметить, что при повышении рабочего давления увеличивается расчетная толщина стенки трубопровода, что приводит к увеличению металлоемкости, а следовательно и затрат.

Дальнейшим этапом работы будет являться сравнительная экономическая оценка стоимости строительства магистральных трубопроводов при рабочем давлении 5,78 МПа и при 7,42 МПа. А затем, планируется произвести экономическую оценку эксплуатационных затрат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 М 34 Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020.

УДК 621.643

УСТРОЙСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ СНАРЯДОВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Р.Н. Кунафин, ЦСТС УГНТУ, г. Уфа

В последние десятилетия в области неразрушающего контроля магистральных трубопроводов широко применяются внутритрубные диагностические снаряды (ВДС), обладающие несомненными преимуществами перед другими способами диагностики. Однако технология применения ВДС накладывает определённые ограничения на технологический режим функционирования

объекта исследования – участок трубопровода [1]. Например, каждая модель ВДС обладает предельной скоростью продвижения по трубопроводу в потоке перекачиваемой среды, ограничиваемой производительностью вычислительных модулей, физическим принципом действия датчиковой системы, да и просто механической прочностью отдельных узлов снаряда. Особенно эта проблема актуальна для трубопроводов, перекачивающих газообразную среду, где скорость потока гораздо выше, чем в трубопроводах с жидкой средой. Кроме того, в газопроводах наблюдается значительная неравномерность скорости продвижения ВДС по обследуемому участку, обусловленная сжимаемостью газа. Например, скорость ВДС может снижаться на местных сужениях сечения трубопровода (до кратковременной полной остановки) или на участках подъёма профиля трассы газопровода, с последующим ускорением движения. Несомненно, такая неравномерность скорости обследования может привести к снижению качества и достоверности получаемой диагностической информации об объекте. Таким образом, необходимы способы контроля и регулирования скорости продвижения ВДС по обследуемому участку.

В УГНТУ на базе Центра сервиса трубопроводных систем разработан комплекс управляемых перекрытий (КУП) трубопровода, передвигаемые модули которого способны продвигаться по трубопроводу и останавливаться в заданной точке трассы для последующего отсечения участка. Имеющееся в составе передвижного модуля КУП устройство перекрытия (УП) может быть использовано для решения задачи стабилизации скорости ВДС в газопроводе.

В основе принципа действия УП лежит механизм «складного зонта», позволяющий изменять площадь перекрываемого сечения в несколько раз (от 35% в сложенном состоянии до 100% - в полностью раскрытом состоянии), и, соответственно, изменять величину движущих сил, воздействующих на ВДС (см. рис. 1). В данном случае в качестве «спиц» служат рычаги с зубчатыми секторами, а в качестве «ткани» - эластичный армированный листовый материал (например, транспортерная лента). Изменение положения рычагов и, соответственно, степени раскрытия «зонта» осуществляется с помощью вращения резьбового цилиндра, который, в свою очередь, приводится в движение электроприводом (см. рис.2). Электропривод помещён в герметичный взрывобезопасный контейнер. Команда на вращение электропривода в ту или иную сторону поступает от электронного блока, анализирующего текущую скорость снаряда и вырабатывающего командный импульс длительностью, зависящей от принятого в данном снаряде алгоритма регулирования.

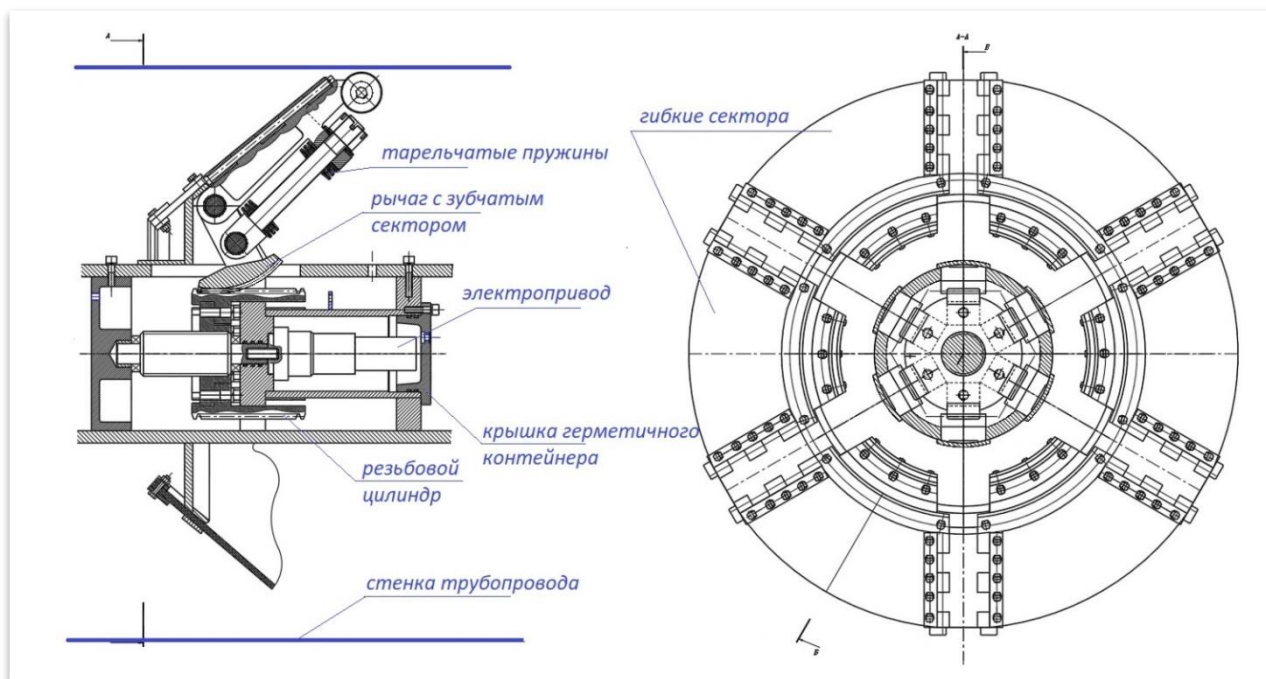


Рисунок 1– Устройство перекрытия

Являясь конструктивно завершённым узлом, УП может быть использовано с незначительными доработками как в существующих, так и во вновь разрабатываемых ВДС.

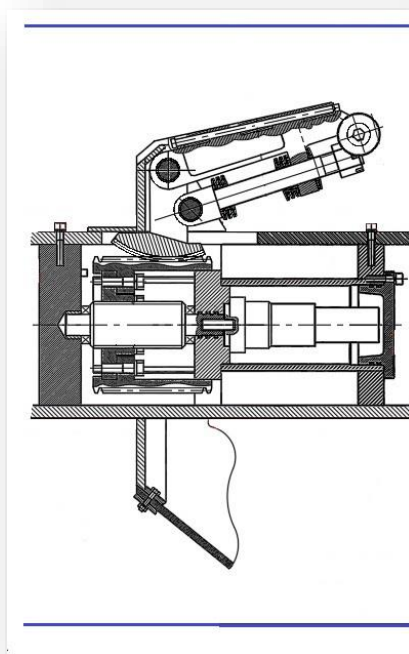


Рисунок 2 – УП в сложенном состоянии

Предлагаемое устройство позволит за счёт стабилизации скорости ВДС обеспечить получение более качественной диагностической информации об об-

следуемом участке газопровода без проведения повторных прогонов снарядов и без изменения режимов транспортировки газа.

Еще более эффективного регулирования скорости можно достичь, если применить УП на ВДС совместно с устройством торможения, которое также является одним из узлов КУП. Особенно это актуально в трубопроводах, проложенных по сильно пересеченному рельефу местности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД-51-2-97. Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем

УДК 622.245

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

И.И. Латыпова, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа

Одна из проблем современной энергетики – это неминуемое сокращение в будущем запасов традиционных источников, таких как нефть и газ. С течением времени добыча углеводородного сырья становится сложнее, истощаются месторождения «легкой» нефти, необходимо осваивать сложные участки с низкой рентабельностью, что требует новых технологий и новых подходов к организации работ, а вероятность открытия новых крупных месторождений падает. Основываясь на этом, современная мир обращает внимание на получение природного газа из альтернативных источников. К числу таковых относятся газовые гидраты.

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов (метан, этан, пропан, бутан и др.) [2]. Газовые гидраты встречаются в России в глубоководных, континентальных и арктических залежах.

Охотское море содержит более 17 трлн м³ газа, ресурсы Черного моря колеблются от 20 до 49 трлн м³ [1]. Помимо значительных запасов, Черное море связывает российский рынок с экспортными потребителями газа, такое расположение дает большие преимущества для транспортировки газа в будущем. Запасы газогидратных месторождений, расположенных на суше, в области мерзлых пород, оцениваются в 498 трлн м³.

Касательно традиционных источников, по оценкам за 2019 год мировые запасы нефти составили 1733,9 тыс.млн баррелей, газа – 198,8 трлн м³, а угля – 1069,6 тыс.млн т [3]. Потенциальные запасы газовых гидратов более чем в два раза превышают разведанные запасы нефти, природного газа и угля (рисунок 1).

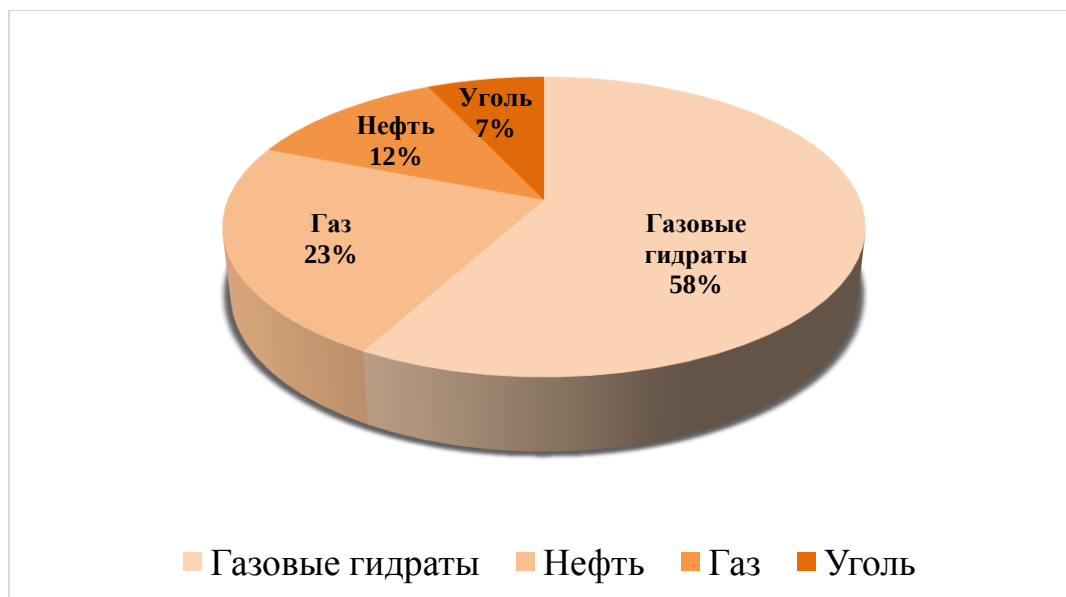


Рисунок 1 – Приблизительное процентное соотношение запасов нефти, природного газа, угля и газовых гидратов в России

В настоящее время экспериментально исследованы 4 способа добычи газа из гидратных залежей:

- понижение давления ниже равновесного;
- нагрев гидратосодержащих пород выше равновесной температуры;
- применение ингибиторов;
- комбинированный метод [1].

Способ, заключающийся в понижении давления в пласте, применим только для исключительных месторождений, таких как Мессояхское. Оно характеризуется одновременным существованием гидрата, газа и воды в залежи, то есть система находится в равновесных условиях, а насыщенность такого пласта гидратами достигает не более сорока процентов. Помимо этого, вследствие эффекта Джоуля-Томпсона в призабойной зоне происходит повторное образование гидратов, поэтому требуется использование ингибиторов или устройств для подогрева, что повышает затраты на разработку и стоимость газа.

Большинство залежей отличаются высоким содержанием гидратов в породах, например, в Японии и Канаде это число доходит до девяноста процентов. Метод понижения давления в данном случае не подходит, так как разложение гидратов будет происходить на небольшом участке и крайне медленно. Нагрев гидратосодержащих пород выше равновесной температуры является наиболее подходящим вариантом для подобных пластов.

Тепловой метод можно осуществлять либо через забой скважины с помощью забойного нагревателя, либо закачкой горячей воды или другого теплоносителя под подошву гидратного пласта. Первый способ относительно эффективен только на первых метрах разработки, к тому же, если извлечь весь газ из скважины, то среднесуточный дебит окажется невысоким, как показал опыт разработки месторождения Маллик в Канаде. Второй метод, связанный с теп-

ловым воздействием на газогидратную залежь через подошву пласта, оказался низкоэффективным с точки зрения энергозатрат.

Разложение гидратов с помощью ингибиторов невыгодно из-за высокой стоимости ингибитора.

Наиболее рентабельным является комбинированный способ, заключающийся в одновременном снижении давления и подводе тепла к скважине. В данном случае процесс разложения гидратов происходит за счет понижения давления, а во избежание вторичного образования гидратов поводится тепло к забою скважины с помощью нагревателя [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Воробьев А.Е., Малюков В.П. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды: учеб.пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: РУДН, 2009. – 289 с.
- 2 Истомин, В.А. Направления современных исследований газовых гидратов / В.А. Истомин, В.С. Якушев, В.Г. Квон, С.И. Долгаев, Е.М. Чувиллин // Газохимия. – 2009. – 1 февраля.
- 3 Statistical Review of World Energy 2020 – Total Proved Reserves of Oil, Coal and Natural Gas/British Petroleum, 2020.

УДК 005.92

РЕАЛИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

В.Г. Лим, Ш.К. Шейхгасанов, А.А. Ковалев, АГТУ, г. Астрахань

Защита конфиденциальной информации в автоматизированных системах обработки электронных документов предназначена для предприятий, реализующих информационные технологии в процессе эксплуатации топливно-энергетических комплексов [1, 2].

Работа посвящена рассмотрению важной и актуальной в настоящее время темы – обеспечению информационной безопасности систем обработки электронных документов [3, 4]. Последовательно изложены основные принципы построения систем защиты конфиденциальных документов, обрабатываемых в автоматизированных информационных системах. В работе рассмотрены основные этапы жизненного цикла конфиденциальных документов на предприятии, в доступной форме описаны основные виды угроз конфиденциальной информации, а также методы нейтрализации этих угроз. Кроме того, рассмотрены практические методы защиты информации, применяемые в системах обработки электронных документов, а также представлены практические примеры применения средств защиты информации.

По характеру использования ключей криптографические системы делятся на два класса: одноключевые и двухключевые (рисунок 1).

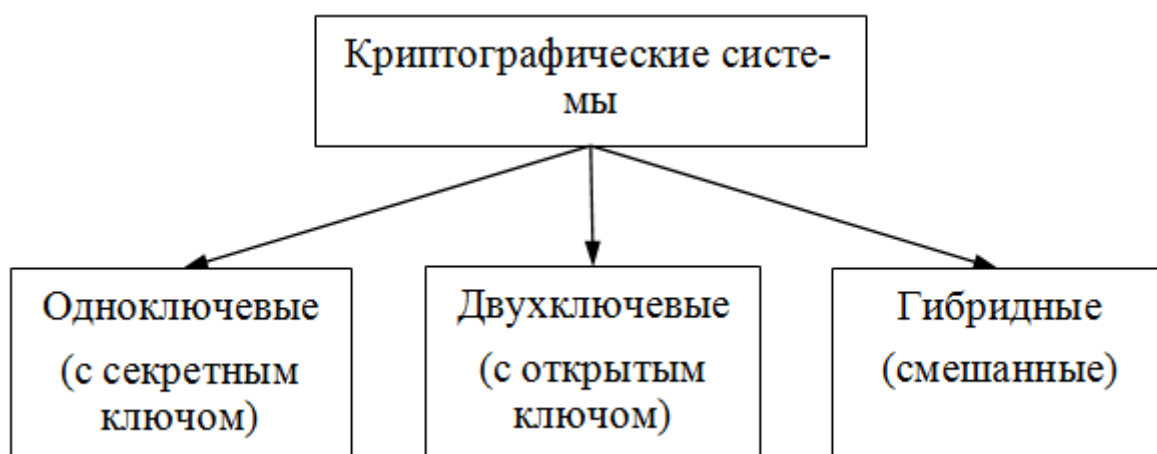


Рисунок 1 - Классификация криптографических систем по характеру использования ключей

Одноключевые криптографические системы называют еще и симметричными или системами с секретным ключом.

Двухключевые криптографические системы называют еще и асимметричными или системами с открытым ключом.

Гибридные криптографические системы представляют собой комбинацию симметричных и асимметричных.

Существующие средства криптографической защиты информации являются программными или программно-аппаратными средствами, требующими базовых знаний и навыков для их настройки и применения. Эффективность систем защиты информации зависит от качества функционирования средств криптографической защиты информации. Таким образом, компетентность лица, отвечающего за проектирование и эксплуатацию систем криптографической защиты, имеет большое значение для эффективности систем информационной безопасности в целом.

Выполненная работа способствует формированию у экспертов базовых знаний по основам криптографической защиты информации в системах информационной безопасности, включая поиск и устранение уязвимостей, обеспечение криптографической защиты обрабатываемых данных, а также способствует развитию навыков и умений в применении этих знаний в будущей профессиональной деятельности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Володин П.В. Контроль механической целостности магистралей трубопроводного транспорта / П.В. Володин, С.М. Коваленко, С.И. Коршаковский. - Территория Нефтегаз. - 2017. - № 11. - С. 18-24.
2. Михайлов В.А. Основы теории систем и решения творческих технических задач / В.А. Михайлов, Е.Д. Андреев, В.П. Желтов и др. - Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2012. - 387 с.
3. Фомичев В.М. Криптографические методы защиты информации. Математические аспекты / В.М. Фомичев, Д.А. Мельников – М.: Юрайт, часть 1, 2016. – 209 с.
4. Фомичев В.М. Криптографические методы защиты информации. Системные и прикладные аспекты / В.М. Фомичев, Д.А. Мельников – М.: Юрайт, часть 2, 2016. – 245 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Е.А. Локина, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа

В местах добычи нефти и газа, трубопроводного транспорта, а также в районах, которые расположены в тяжелых климатических условиях, поддержание нормальной хозяйственной деятельности требует большого количества технической воды надлежащего качества. Нефтеперекачивающие станции, находящиеся в удаленных районах, сталкиваются с проблемой обеспечения качественной технической водой. Чаще всего подземная вода не удовлетворяет требованиям по содержанию не более 500 мг/л, pH (7 – 8), жесткости (не более 7 мг-экв/л) и др.

В данной работе рассмотрена возможность опреснения высокоминерализованных подземных вод на примере различных районов с помощью установки электродиализа и проведены оценочные лабораторные испытания для оценки технической применимости метода. Актуальность исследования вытекает из развития трубопроводного транспорта в целом и общемирового тренда на рациональное использование ресурсов и энергосберегающие технологии.

Выбор технологии электродиализа для первичного исследования обоснован достаточно гибкими требованиями к качеству исходной воды и технически привлекательным набором эксплуатационных параметров, что делает ее наиболее предпочтительным процессом для обеспечения технологических систем транспорта и хранения нефти и газа технической водой, и, в частности, для организации циркуляционных схем, при соответствующих требованиях.

Исследование было проведено для двух образцов подземной воды различных физико-химических свойств. В ходе лабораторных исследований определялись: индекс стабильности Ланжелье исходного сырья, показатели жесткости и щелочности очищенной воды, а также режим работы установки.

Образец 1, отобранный из скважины с дебитом 6,3 м³/час на глубине 53 м обладал следующими характеристиками: жесткость общая - 49 мг-экв/л, щелочность общая – 2 мг-экв/л, содержание – 17453 мг/л. Образец воды содержал взвеси железа, поэтому вода была отфильтрована, для обеспечения сохранности и стабильной работы мембраны. Для образца индекс стабильности Ланжелье составил $LSI1 = -0,25$. Таким образом, вода в целом стабильна, но при изменении температуры может возникнуть опасность коррозии. Также, исходная вода содержит очень большое количество ионов кальция и магния, а также железа (взвеси), что не позволяет ее использовать на производстве.

Образец 2, отобранный из скважины с дебитом 2,1 м³/час на глубине 21 м обладал следующими характеристиками: жесткость общая - 16 мг-экв/л, щелочность общая – 5 мг-экв/л, содержание – 888 мг/л. Образец воды не содержал взвеси железа, поэтому этап фильтрации был исключен. Для образца индекс стабильности Ланжелье составил $LSI2 = 0,27$. Таким образом, вода в це-

лом стабильна, но при изменении температуры может возникнуть опасность солеотложений.

Полученные в ходе экспериментов дилуаты имеют следующие качественные показатели:

- дилуат подземной воды Белорецкого района – жесткость 0,8 мг-экв/л, солесодержание 345 мг/л, щелочность 0,2 мг-экв/л, pH 6,8;

- дилуат подземной воды Уфимского района – жесткость 3,6 мг-экв/л, солесодержание 330 мг/л, щелочность 2,2 мг-экв/л, pH 7,9.

Оба дилуата удовлетворяют требованиям к качеству технической воды (солесодержание не более 500 мг/л, pH (7 – 8), жесткость не более 7 мг-экв/л, железо не более 0,3 мг/л), что позволяет ее дальнейшее использование для производственных нужд.

УДК 658.26

АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК И АВТОНОМНО- ГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

К.А. Мингазева, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа

Проблема энергоснабжения и газоснабжения очень актуальна в труднодоступных районах России. Сейчас энергоснабжение малых населенных пунктов Ямала происходит в основном за счет использования дизельных электростанций (ДЭС), работающих на привозном жидком топливе, что не экономично и не экологично.

В качестве решения данной проблемы предлагается использование систем автономного газоснабжения, обеспечивающих население газом и комбинированных с газопоршневыми установками (ГПУ), обеспечивающих население электроэнергией, теплом и холодом. Такие установки называются тригенерационными [1]. Они 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 арктических условиях очень затруднено и не всегда возможно. Также, в таком случае поселение становится независимым от какого-либо центрального поставщика электроэнергии.

Система автономного газоснабжения – это система газоснабжения, при которой газ поступает потребителю не из магистрального газопровода, а из независимого хранилища с сжиженным природным газом (СПГ) [2]. Поставки потребителям осуществляются авто-, железнодорожным или морским транспортом. В качестве хранилища используются низкотемпературные ёмкости с теплоизоляцией. Количество резервуаров и их вид зависят от объема потребления. Благодаря бесперебойным поставкам и резервным хранилищам население будет постоянно обеспечено газом. Данная система решает проблему транспорта

газа и его хранения: трубопроводный транспорт целесообразен не во всех условиях, а иногда вообще не возможен.

Использование тригенерационных установок в сочетании с установками автономного газоснабжения позволит обеспечить автономное, надежное и экономичное функционирование населенных пунктов удаленных регионов России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 К.С. Kavvadias, Z.B. Maroulis Multi-objective optimization of a trigeneration plant / Energy Policy. – 2010. – №38. – pp. 945–954.
- 2 Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – С. 531–554.

УДК 665.7.033.22;534.321.9

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ С ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ

*М.М. Михеев, АО «Транснефть-Север», г. Ухта, Д.М. Михеев, В.О. Некучаев,
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

По магистральному нефтепроводу АО «Транснефть-Север» «Уса-Ухта-Ярославль» перекачиваются смеси аномальных нефтей со сложными реологическими свойствами, имеющие высокую температуру застывания. Транспорт таких нефтей, как правило, осуществляется методом «горячей» перекачки. Как известно, такая технология сопряжена с вероятностью «замораживания» трубопровода с парафинистой нефтью после длительной остановки. Для предотвращения таких проблем ведется перекачка нефти с депрессорной присадкой [1, 2]. Цель работы - изучить изменение реологических свойств по длине МН «Уса-Ухта» при перекачке нефти с депрессорной присадкой ДПН-1. В ходе исследования проводилось определение температуры застывания, плотности при 20 °С, температурных зависимостей динамической вязкости проб нефтей, отобранных на ГНПС «Уса», НПС «Чикшино» и НПС «Ухта-1». Результаты мониторинга таких проб нефтей представлены на рисунках 1, 2, 3.

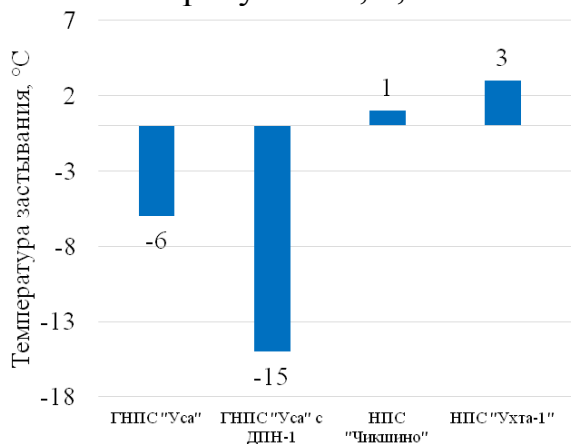


Рисунок 1 – Температура застывания проб нефтей: ГНПС «Уса», ГНПС «Уса» с ДПН-1, НПС «Чикшино» и НПС «Ухта-1»

Температура застывания проб нефтей, отобранных в январе (рисунок 1) изменяется по длине нефтепровода «Уса-Ухта» следующим образом. Температура застывания «исходной» нефти ГНПС «Уса», не обработанной депрессорной присадкой, составляет минус 6 °С, после ввода депрессорной присадки она снижается до минус 15 °С. После НПС «Чикшино» температура застывания увеличивается до 1 °С, т.е. на 16 °С выше температуры застывания нефти, обработанной присадкой. и на 7°С, выше «исходной» нефти ГНПС «Уса». Такое резкое повышение температуры застывания обусловлено подкачкой высокозастывающей высокопарафинистой нефти ПСП «Чикшино». На НПС «Ухта-1» температура застывания становится 3 °С.

Рисунок 2 отображает плотности при 20 °С этих же проб нефтей.

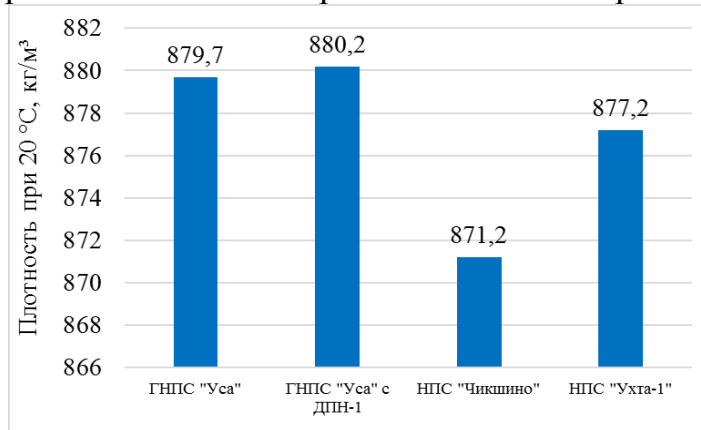


Рисунок 2 – Плотность при 20 °С проб нефтей: ГНПС «Уса», ГНПС «Уса» с ДПН-1, НПС «Чикшино» и НПС «Ухта-1»

Плотность нефти ПСП «Чикшино» при 20 °С – 822 кг/м³, что соответственно приводит к снижению плотности смеси нефтей на выходе НПС «Чикшино» на 9 кг/м³. Повышение плотности пробы нефти НПС «Ухта-1» на 6 кг/м³ связано с подкачкой нефти Ярегского месторождения.

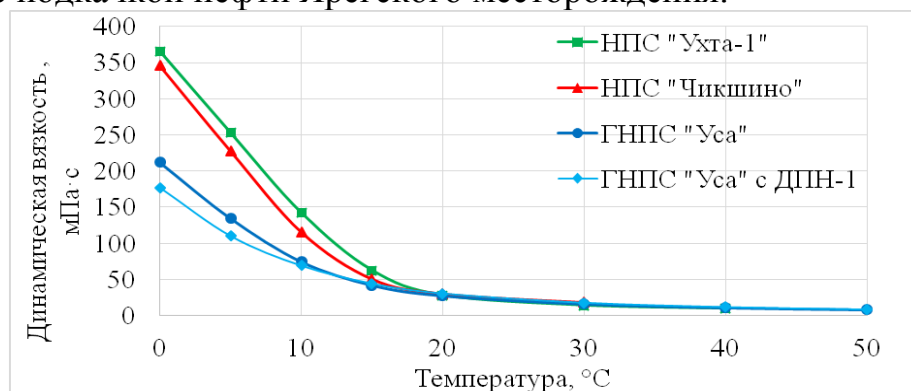


Рисунок 3 – Температурная зависимость динамической вязкости проб нефтей: ГНПС «Уса», ГНПС «Уса» с ДПН-1, НПС «Чикшино» и НПС «Ухта-1»

По рисунку 3 видно, что при температурах 20-50 °С, в области проявления ньютоновских свойств, все пробы нефти обладают практически одинаковыми значениями вязкости. При температуре нефти ниже температуры начала массовой кристаллизации парафинов ввод присадки позволяет снизить вязкость при 0 °С на 35 мПа·с, а подкачки нефти ПСП «Чикшино» (динамическая вязкость при 20 °С – 200 мПа·с) повышает вязкость при 0 °С на

169 мПа·с. Таким образом, результаты проведенного мониторинга реологических свойств смеси нефтей, транспортируемых по МН «Уса–Ухта» показывают, что характеристики перекачиваемой смеси нефтей существенно изменяются по длине МН, вследствие ввода присадки и путевых подкачек.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2000. - № 5. – с. 16-20.
2. Исследование причин снижения эффективности депрессорной присадки при перекачке парафинистых нефтей / А.Ю. Ляпин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 2. С. 157–163.

УДК 622.692.4.053

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ С ПОМОЩЬЮ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ИСЧИСЛЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Т.А. Моисеенко, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа

Применение противотурбулентных присадок при трубопроводном транспорте нефти позволяет решать множество взаимосвязанных задач – увеличение производительности перекачки свыше проектных значений пропускной способности трубопровода, снижение давления на лимитирующих участках, отключение части насосных агрегатов и другие. Решение этих вопросов неотрывно связано с определением необходимого количества присадки. А с учетом получения необходимого экономического эффекта важно это сделать с обеспечением ее оптимального количества и условий надежности работы всего трубопровода в целом [1].

Ввиду различного гидравлического сопротивления на перегонах, негоризонтальности трубопровода, возможного различия в диаметрах труб на перегонах при введении присадки для увеличения или поддержания производительности (при отключении насосов перекачивающих станций) на нескольких перегонах возникает вопрос оптимизации количества введенной присадки. Возможность экономии присадки связан с нелинейным ростом эффективности DR при увеличении концентрации C ($\partial^2 DR / \partial C^2 < 0$), так как с каждым последующим приростом концентрации прирост эффективности снижается. Поэтому на перегонах за счет регулирования ввода присадки можно изменять подпоры перед последующими станциями, изменяя напоры на выходе, что увеличивает либо уменьшает энергию, которую можно потратить на перекачку жидкости на перегоне. Изменение этой энергии приводит к изменению необходимого количества присадки [2]. Гибкая система изменения «концентрация присадки-подпор» имеет оптимум, выраженный в минимальной сумме всех концентраций присадки на перегонах, расчет которого представлен в методике.

При этом в методике используются следующие выражения для расчета:
– эффективность противотурбулентной присадки по определению [3];

- потери напора на трение на перегоне (формула Дарси-Вейсбаха);
- эффективность как функция концентрации присадки [4];
- потери напора как разность полных энергий в начале и конце перегона.

С учётом формул можно получить зависимость концентрации от подпор (1) и, представляя суммарную концентрацию как (2)

$$\left(1 - \frac{(z_{if} + h_{nif} + h_{Mif} - z_{i+1} + h_{ni+1f})Q_0^2}{(z_i + h_{ni0} + h_{Mi0} - z_{i+1} + h_{ni+10})Q_f^2}\right) \cdot 100 = \frac{C_i}{a + b \cdot C_i}, \quad (1)$$

$$\sum C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (2)$$

видим, что $\sum C$ есть функция подпор промежуточных станций

$$\sum C = f(h_{n2} + \dots + h_{np-1}). \quad (3)$$

Оптимальное значение $\sum C$ можно найти с помощью дифференциального исчисления математического анализа с учетом минимально допустимого подпора станции [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гольянов А.И. Снижение гидродинамического сопротивления при течении углеводородных жидкостей в трубах противотурбулентными присадками / А.И. Гольянов, В.В. Жолобов, Г.В. Несын, С.Л. Семин, А.М. Ширяев – Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2012. - №2. – С.80-87.
- 2 Ревель-Муроз П.А. Оценка эффективности технологии перекачки нефти с применением противотурбулентных присадок / П.А. Ревель-Муроз, Я.М. Фридлянд, С.Е. Кутуков, А.И. Гольянов, О.В. Четверткова. – Нефтяное хозяйство, 2020. - №1. – С. 90-95.
- 3 Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов / М.М. Гареев, Ю.В. Лисин, В.Н. Манжай, А.М. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2013.– 228с.
- 4 ОТТ-23.040.00-КТН-104-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования» – М.: ПАО «Транснефть», 2017. – 28 с.
- 5 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.

УДК 622.692

СБОР И ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Г.М. Орлова, Д.Н. Пехтерев, СамГТУ, г. Самара

Обеспечение надежной работы магистральных трубопроводов является одной из основных задач при их эксплуатации. Для ее решения необходима регулярная и своевременная оценка технического состояния линейной части магистральных трубопроводов. При проведении мониторинга технического состояния линейной части магистральных трубопроводов возникает необходимость цифровизации данных, а также сбора полученных результатов в единую базу данных, что обуславливает актуальность темы научной работы.

В процессе исследования был проведен анализ современных способов, с помощью которых осуществляется мониторинг технического состояния линейной части магистральных трубопроводов:

- контроль состояния стенок и запорной арматуры методами внутритрубной диагностики;
- контроль напряженно-деформированного состояния трубопровода;
- диагностика технического состояния изоляционного покрытия;
- контроль утечек из магистральных трубопроводов.

Анализ представленных способов показал, что мониторинг технического состояния линейной части магистральных трубопроводов должен осуществляться при комплексном их применении в сочетании с оценкой конструктивной и эксплуатационной надежности.

По результатам оценки технического состояния трубопровода составляется паспорт трубопровода с указанием дефектов, их глубины и параметров, а также привязкой к маркерным пунктам. Кроме того, в паспорт трубопровода заносятся данные о проведенных технических обслуживаниях и ремонтах, ведутся учет наработки и учет неисправностей при эксплуатации.

Далее необходимо осуществлять сбор параметров технического состояния в базу данных, по результатам которой рассчитывается остаточный ресурс линейной части магистральных трубопроводов и принимаются оптимальные управленческие решения по выбору стратегии технического обслуживания и ремонта линейной части магистральных трубопроводов, а также определяются сроки выполнения планово-предупредительных мероприятий.

На рисунке 1 представлена схема мониторинга технического состояния линейной части магистральных трубопроводов и принятия управленческих решений.

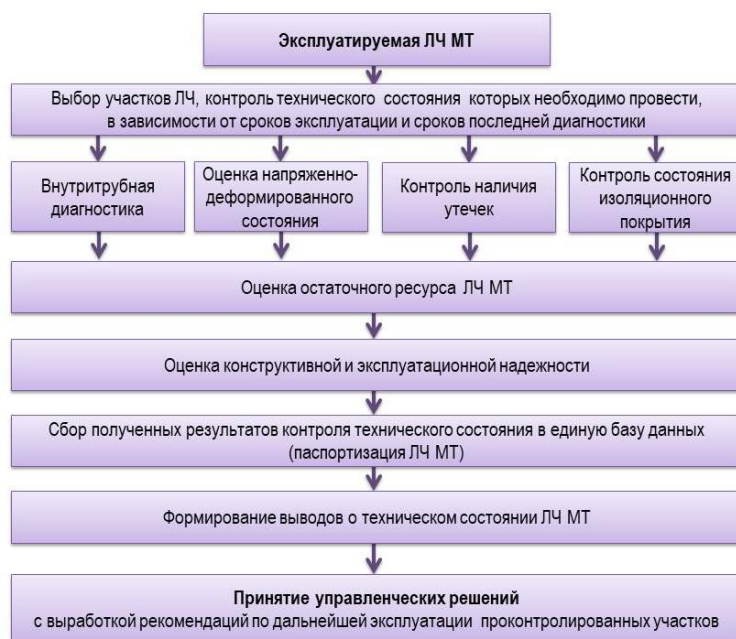


Рисунок 1 - Схема мониторинга технического состояния линейной части магистральных трубопроводов и принятия управленческих решений

Правильно организованная база данных, характеризующих параметры технического состояния линейной части магистральных трубопроводов, позволяет эффективно организовать планово-предупредительные мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту линейной части магистральных трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Земенков Ю.Д., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г., Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов – М. Инфра-Инженерия, 2006.-928 с.
2. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие/ А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев; Томский политехнический университет. –Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.
3. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г. Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. - Уфа: ООО "ДизайнПолиграфиСервис", 2000. - 170с.
4. Лисин Ю. В., Александров А. А. Мониторинг магистральных нефтепроводов в сложных геологических условиях//Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 2. С. 22-27.

УДК 622.691.4.052

ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

П.К. Пестов, А.А. Муллаянова, УГНТУ, г. Уфа

Газораспределительные станции являются финальной точкой магистрального газопровода. Основными целями ГРС являются понижение высокого входного давления, поступающего с линейной части магистрального газопровода до заданного выходного давления, рассчитанного на потребителя, и поддержания его на заданном уровне.

В настоящее время происходит стремительное развитие газовой отрасли. Прогресс не стоит на месте и с каждым годом внедряется все больше цифровых и безлюдных технологий для обеспечения бесперебойной и безаварийной работы газораспределительных станций. Одним из прорывов в области магистрального транспорта газа стало изучение так называемых газораспределительных станций нового поколения (АГРС-НП). На настоящий момент в республике Башкортостан не установлено ни одной ГРС Нового Поколения.

Газораспределительная станция нового поколения представляет собой изделие блочно-комплектного исполнения, состоящее из транспортируемых блок-боксов и модулей полной заводской готовности. Каждый блок направлен на выполнение определенных функций (переключение, очистки природного газа, предотвращения гидратообразования и т.д.) и контролируется удаленно. Можно выделить следующие основные преимущества АГРС-НП перед существующими станциями:

- 1) Применение безлюдных технологий, увеличенный интервал между плановым обслуживанием до 1 раза в год;
- 2) Интеллектуальная система автоматического управления, позволяющая обеспечить работу станции без постоянного присутствия оператора;

3) Отслеживание параметров работы станции в режиме реального времени;

4) Энергозависимость – выработка электроэнергии из газа за счет применения турбодетандерных установок. Станция осуществляет работу без внешнего источника энергии.

На рисунке 1 представлено концептуальное размещение ГРС «Наумовка». Авторский состав данного доклада совместно с ООО «Газпром трансгаз Уфа» ведет работу над комплексным ремонтом с применением АГРС-НП ГРС «Наумовка» Стерлитамакского ЛПУМГ.

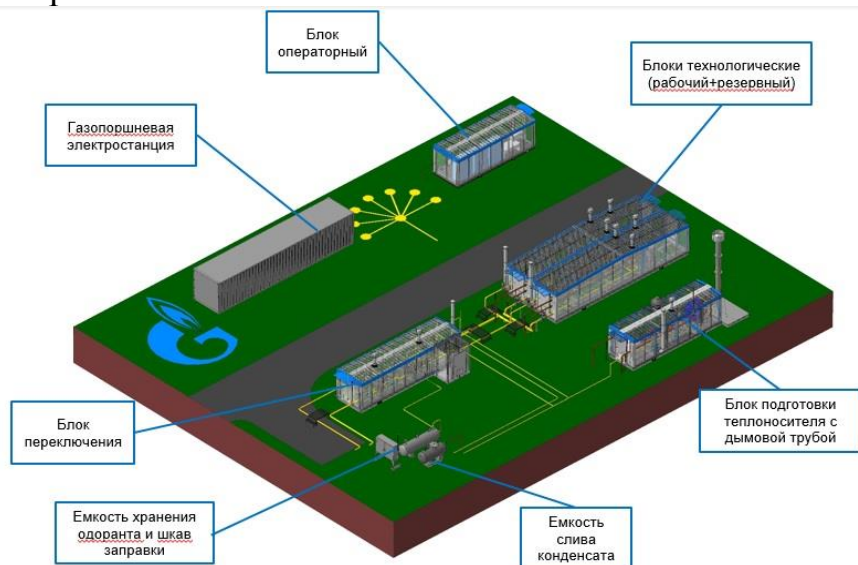


Рисунок 1 – Концептуальное размещение ГРС «Наумовка»

Кроме того, ведется планомерная и трудоемкая работа не только над физическим исполнением станции, но также и над созданием математической модели АГРС-НП, так называемого «цифрового двойника». Основными целями двойника являются отслеживание основных параметров (входного и выходного давления, температуры газа, перепада давления на фильтрах, уровня одоранта, расхода) в режиме реального времени. Приблизительная, но пока неутвержденная математическая модель станции представлена на рисунке 2.

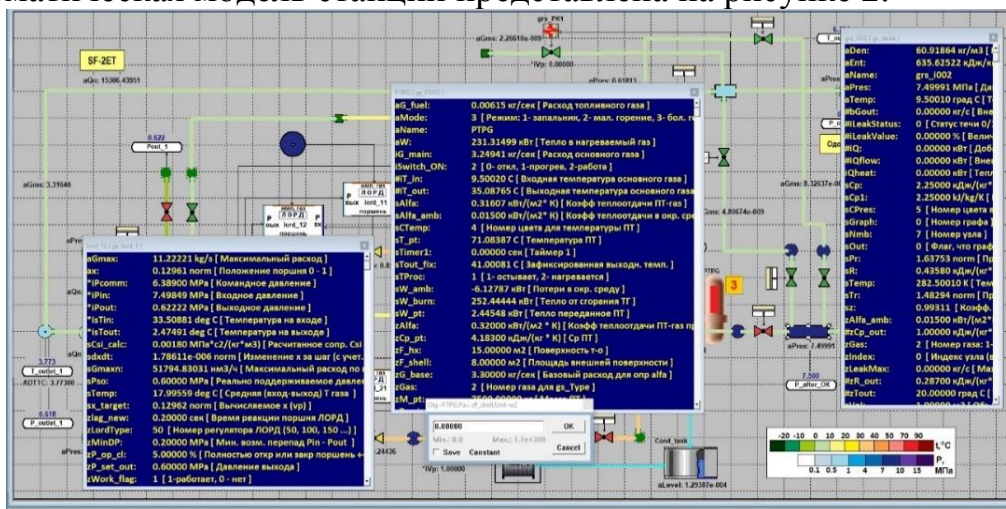


Рисунок 2 – Приблизительная математическая модель станции

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Данилов, А.А. Автоматизированные газораспределительные станции / А.А. Данилов. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с

УДК 622.692.4.053

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТИ ПО «ГОРЯЧЕМУ» НЕФТЕПРОВОДУ

К.И. Плотникова, Е.Н. Кныш,

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Важным этапом при решении задачи оптимизации трубопроводной системы является определение критерия оптимальности, который выбирается исходя из условий и ограничений транспорта нефти, а также требований, возникающих в процессе эксплуатации нефтепровода. При выделении критерия подобия необходимо задать целевую функцию.

При решении задач оптимизации транспорта неньютоновской нефти по «горячему» нефтепроводу критерием оптимальности является минимум эксплуатационных затрат, а целевая функция звучит как «минимум затрат на перекачку и подогрев». Связано это, прежде всего, с тем, что основные затраты энергии при таком способе перекачки нефти идут на работу насосного оборудования и подогрев нефти. В данном случае, оптимальной температурой будет являться температура, при которой затраты на начальном и конечном участках нефтепровода равны. Такая модель является классической моделью для решения данной оптимизационной задачи.

В настоящее время, большинство расчетов оптимизации «горячей» перекачки ведутся с условием принятия постоянного расхода, что является невозможным на практике из-за применения центробежных насосов, а также регулирования температуры подогрева неньютоновской нефти. В данном случае, рабочая точка будет определяться из уравнения баланса напоров.

В данной работе составлена математическая модель, которая учитывает изменение характеристик центробежных насосов, а также разработана методика определения оптимальной температуры подогрева неньютоновской нефти при трубопроводном транспорте методом «горячей» перекачки. В разработанной методике представлен алгоритм определения оптимальной температуры подогрева, исключающий недостаток классической модели. Для реализации методики использован программный продукт для выполнения математических действий Maple. Данный алгоритм позволяет учитывать изменение расхода в зависимости от температуры подогрева, а также позволяет находить оптимальную температуру подогрева нефти для различных критериев оптимальности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Михеев М.А., Основы теплопередачи. М.: Энергия, 1956, 392 с.
2. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А., Тепловой и гидравлический расчеты для нефти и нефтепродуктов. М.: Недра, 1981, 256 с.

З. Пшенин, В. В. Критериальные уравнения для числа Нуссельта при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов с использованием подогрева / В. И. Климко, В. В. Пшенин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. — 2013. — № 3. — с. 36–37.

УДК 622.692.55

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДИФфуЗИИ НЕФТЯНЫХ ПАРОВ ПРИ ПОГРУЗКЕ СУДОВ ТАНКЕРНОГО ФЛОТА

В.В. Пшенин, А.В. Борисов, С.О. Меньшиков,

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Техногенная деятельность человека является на сегодняшний день основным источником загрязнения окружающей среды. В частности, значительный ущерб воздушному бассейну наносится при осуществлении наливных операций судов танкерного флота из-за существенных испарений нефти и нефтепродуктов [1]. Для выбора эффективных средств сокращения потерь нефти необходима корректная оценка динамики эмиссии углеводородов в процессе налива. Существует достаточное разнообразие разрозненных математических моделей испарения нефти. Однако, часть из них является излишне усложненными теоретическими моделями, а другая, напротив, пренебрегает теорией и базируется лишь на эмпирическом знании.

В ходе операции налива танкера изменяются многие параметры газового пространства танкера, оказывающие влияние на интенсивность испарений [2,3]. В статье предлагается оценивать интенсивность испарений нефтепродуктов в процессе операции налива с учетом движения уровня зеркала жидкости.

Дифференциальное уравнение диффузии с движущейся границей раздела фаз записывается следующим образом

$$\frac{\partial C_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}(w \cdot C_i) - \frac{\partial}{\partial z} \left(D_i \frac{\partial C_i}{\partial z} \right) = 0,$$

где C_i – концентрация компонента смеси, кмоль/м³; t – время, с; w – скорость движения границы раздела фаз, м/с; D_i^* – коэффициент диффузии компонента смеси, м²/с; z – координата по вертикальной шкале, м.

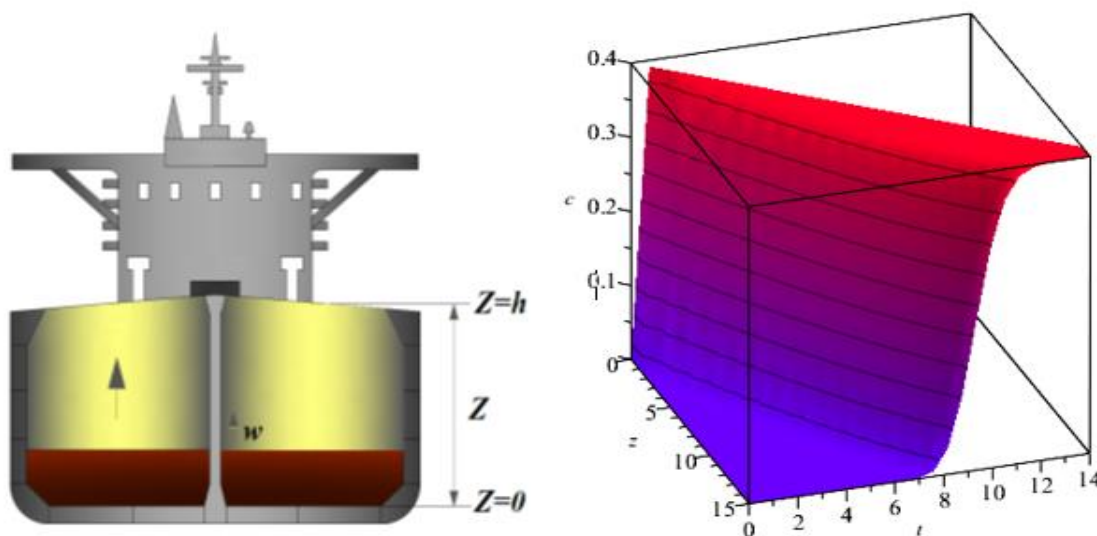


Рисунок 1 – Общий характер численного решения уравнения

Решение данного уравнения получено авторами статьи в общем виде путем перехода к безразмерным параметрам и подвижной системе координат, которая привязана к границе раздела фаз. Коэффициент диффузии предлагается получать при решении обратных задач.

Оценочные расчеты по приведенной модели показали удовлетворительную сходимость с данными погрузок реальных танкеров, что в свою очередь позволяет приблизиться к решению задачи рационального оснащения терминалов средствами сокращения потерь нефти от испарения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. TAMADDONIA, M. et al., 2014. Experimental study of the VOC emitted from crude oil tankers. Process Safety and Environmental Protection, 92(6), pp. 929-937
2. ROBERT J, D. and ROBERT F, Z., 2002. Cryogenic Condensation: A cost-effective technology for controlling VOC emissions. Environmental Progress & Sustainable energy, 21(2), pp. 111-115
3. MARTENS, O.M. et al., 2001. Control of VOC Emissions from Crude Oil Tankers. Marine Technology, 38(3), pp. 208-217

УДК: 621.22

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

М.С. Рагимова, Г.И. Намазова,

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности

Проектирование, конструирование и подготовка нефтегазопромысловых оборудований требует проведения ряда дополнительных исследований. Показатели надежности нефтепромыслового оборудования машин и механизмов, в том числе и фонтанной установки и ее отдельных деталей и узлов, рассчитываются после устанавливания.

Выбор трубопроводной арматуры является ответственным этапом проектирования трубопроводной системы, поскольку во многих случаях надежность и долговечность арматуры определяет собой надежность и долговечность всей трубопроводной системы.

Современный электропривод арматуры представляет собой сложную электромеханическую систему, составными частями которой являются асинхронный двигатель, редуктор, система управления. Исследования в области электроприводов запорной арматуры (ЭПЗА), комбинированных средств управления запорной арматурой с помощью электродвигателя и вручную является актуальной задачей на сегодняшний день, о чем говорит значительное количество патентов, а также различных научно-исследовательских работ, выполненных в этом направлении. Основной целью является повысить надежность, отказоустойчивость ЭПЗА.

В динамическом режиме при неравномерном набросе нагрузки возможно разрушение основных элементов ЭПЗА. Для этого вводят ограничения динамических нагрузок электропривода. Ограничение динамических нагрузок допустимыми значениями является одной из наиболее общих и сложных задач, решаемых при проектировании автоматизированного электропривода запорной

арматуры. Надежность, долговечность и производительность механизмов непосредственно зависят от надежности и динамических качеств системы электропривода. Поэтому изучение динамических свойств электропривода, анализ влияния его параметров на эти свойства имеют важное практическое значение [1].

Независимо от условий эксплуатации в различных направлениях на фонтанное оборудование действует нагрузка. Действия особенно определяют нужную прочность, сопротивление деталей. Эти нагрузки определяют исследование и выбор соответствующей прочности и сопротивлением деталей.

Это можно определить воздействием на нефтепромысловые оборудования и машинные детали большей напряженностью предела износа.

При испытании статической гибкости находится предел протекания, предел прочности относительно гибкости, предел периода прочности, коэффициент пластической деформации.

Этот комплекс вопросов особенно важен для электроприводов реверсивных механизмов. Ограничения, накладываемые на электрические и механические параметры, всегда в той или иной степени снижают производительность таких механизмов. Максимальная производительность достижима только при условии эффективного использования допустимых токов, моментов, усилий и ускорений во всех переходных процессах. Так возникает необходимость формирования оптимальных переходных процессов электропривода, обеспечивающих при наложенных ограничениях максимум производительности механизма.

Оптимальная форма переходных процессов электропривода, как правило, определяется наложенными ограничениями, а ее абсолютно точная реализация не является необходимой. Производительность механизма, достаточно близкая к максимальной, практически обеспечивается формированием процессов, близких к оптимальным. При этом выбор оптимальной структуры системы управления может быть произведен на основании анализа физических особенностей условий работы механизма, а также требований, предъявляемых к нему.

В результате выбора арматуры должны быть определены конструкции, в оптимальной степени удовлетворяющие всем техническим и экономическим требованиям, предъявляемым к арматуре. Выбор должен производиться на основе тщательно подготовленных и четко выявленных технических данных, определяющих требуемые параметры арматуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ключев В.И. Ограничение динамических нагрузок электропривода, М., «Энергия», 1971. – 320 с.
2. Запорные устройства, режим доступа http://armgasinvest.ru/catalog/detail/zapornie_ustrojstva/, свободный, 20.11.11 г.
3. Чернышев А. Ю., Чернышев И. А. Электропривод переменного тока: учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2010 г. – 218 с.
4. Дуб Б.И. Арматура высокого давления для трубопроводов Госэнергоиздат, 1954 г., 183 с.
5. Гуревич В.Ф. Расчет и конструирование трубопроводной арматуры. М. Машгиз, 1964 г., 832 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ФЕРРОМАГНИТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

А.Д. Сагадеева, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа

Одной из важнейших задач, стоящих перед предприятием, осуществляющим транспортировку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, является снижение потерь энергии на преодоление гидравлических сопротивлений трению. Потери напрямую зависят от коэффициента гидравлического сопротивления λ , на значение которого огромное влияние оказывает эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубы. Таким образом, уменьшив значение шероховатости, можно значительно снизить потери энергии перекачиваемых нефтепродуктов и повысить пропускную способность нефтепродуктопровода.

Для снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе активно применяют различные виды противотурбулентных присадок [1]. Они имеют доказанную эффективность и применяются достаточно широко, но имеют высокую стоимость и требуют постоянного ввода в трубопровод.

Перспективным является изучение присадок на ферромагнитной основе. Ферромагнитные присадки – это смазочная среда, в состав которых введены микрочастицы металлов. Ферромагнитные микрочастицы будут создавать в зоне контакта разделительный слой, препятствующего взаимодействию среды со стенкой. Такие частицы способны изменить микрорельеф контактной зоны, заполняя микронеровности поверхностей трения [2].

Задачей приведенных далее экспериментальных исследований является проверка принципиальной возможности снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе за счет ферромагнитных присадок.

Для проведения экспериментов по определению эффективности ферромагнитных присадок спроектирована установка, которая состоит из двух баков, объемом по 40 л, соединенных между собой трубопроводом длиной 0,62 м и диаметром $\frac{1}{2}$ ". На трубопровод нанесена обмотка из медной проволоки с шагом, равным 1 мм, которая подсоединена к источнику питания – батарее с напряжением 9В для создания магнитного поля внутри трубы.

В ходе работы были проведены 14 экспериментов, 7 из которых проводились без использования ферромагнитных присадок, остальные – с присадками. Сами эксперименты проводились при комнатной температуре, равной 20°C, следующим образом. В верхний бак установки заливалась вода в объеме 36 л сначала без присадок. Далее открывался кран, установленный на закрепленном и вертикально расположенном трубопроводе. После по шкале, установленной внутри верхнего бака установки, определялось изменение уровня жидкости в баке, то есть объема воды, прошедшей за 100 с по трубе. По такой же последовательности были проведены эксперименты с ферромагнитными присадками,

объем которых составил 0,5 мл. Результаты экспериментов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты экспериментов без использования присадок

№ эксперимента	Без присадок		С присадками	
	Время, t, с	Объемный расход, Q, м ³ /ч	Время, t, с	Объемный расход, Q, м ³ /ч
1	100,23	1,064	100,33	1,113
2	100,47	1,069	100,51	1,129
3	100,33	1,065	100,59	1,124
4	100,32	1,066	100,53	1,124
5	100,33	1,075	100,63	1,128
6	100,12	1,065	100,76	1,122
7	100,09	1,061	100,47	1,130
Ср. значение	100,35	1,067	100,54	1,124

Эксперименты без использования ферромагнитных присадок показали, что средний объемный расход воды, прошедший по трубе за $(100,3 \pm 0,2)$ с, с учетом погрешности равен $Q = (1,067 \pm 0,009)$ м³/ч.

По результатам экспериментов с применением присадок, можно заключить, что средний объемный расход воды, прошедший по трубе за $(100,5 \pm 0,2)$ с, с учетом погрешности равен $Q = (1,124 \pm 0,019)$ м³/ч.

При концентрации ферромагнитных присадок $C = 0,0014\%$ удалось увеличить объемный расход воды, прошедшей по трубе за 100 с, на $(6 \pm 2)\%$.

Без использования присадок коэффициент гидравлического сопротивления λ составляет 0,0227. При добавлении присадок в объеме 0,5 мл в трубу значение λ становится равным 0,0204, что более чем на 10% ниже первоначального значения.

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что ферромагнитные присадки перспективны для применения на нефтепродуктопроводах, поскольку позволяют значительно снизить коэффициент гидравлического сопротивления в трубопроводе, и, следовательно, снизить энергопотребления насосных агрегатов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коновалов, К.Б. Сравнительное изучение действия противотурбулентных присадок для углеводородных жидкостей / К.Б. Коновалов, А.В. Абдусаламов и др. // Краткие сообщения по физике. – 2015. – №12. – С. 36-42.
2. Красильникова, Д.Е. Влияние вязкости несущей жидкости на магнитные свойства ферро-жидкостей. [Текст]: дис. канд. ф.-м. наук: 07.00.02: защищена 25.01.15: утв. 25.05.15 / Красильникова Д.Е. - М., 2015. - 220 с. - Библиогр.: С. 202-213.

ПРОБЛЕМЫ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПРИ КОММЕРЧЕСКОМ УЧЕТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Л.М. Саитова, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа

Повышение точности коммерческого учета нефти и нефтепродуктов путем совершенствования метрологического обеспечения нефтяного комплекса необходимы с целью сокращения себестоимости производства. Анализируя основные проблемы в данном направлении заметно отсутствие современных средств контроля параметров технологических процессов при производстве нефти и нефтепродуктов и их экспорте.

Становление нормативной базы, регулирующей вопросы метрологического обеспечения учета нефти и нефтепродуктов, пришлось на 70-80 годы прошлого столетия. Явный недостаток в области измерений – несоответствие отечественных методик выполнения измерений (МВИ) требованиям международных стандартов. Приходится сталкиваться с двойным счетом при коммерческом учете. Отсюда возникают различия между результатами измерений по российским и международным МВИ ввиду их базирования на устаревших измерительных технологиях, не удовлетворяющие потребностям отрасли мирового уровня. Российским предприятиям выгоднее использовать импортную аналитическую технику, без них есть риск падения контроля качества нефти и нефтепродуктов в России. Из этого следует необходимость гармонизации с международными системами путем проведения сличений МВИ этих систем измерений и устранения больших различий переработкой МВИ.

Таким образом, необходимо решить основную проблему в области контроля качества нефти и нефтепродуктов введением единых требований к точности измерений на стадиях от добычи нефти до розничной реализации продуктов нефтепереработки, разработав и реализовав национальную программу стандартизации в ТЭК. Есть некоторые причины, останавливающие решение проблемы: применение зарубежных и корпоративных стандартов в нефтегазовых компаниях, законодательство никак не стремится финансировать заинтересованных предприятий нефтегазового машиностроения для разработки работ в области стандартизации.

Сложная экспериментальная процедура для настоящих испытаний СИКН практически невозможна, так как это вынуждает как владельцев СИКН, так и представителей государственных центров испытаний средств измерений (ГЦИ СИ) применять на практике отличающиеся по форме «испытаний» СИКН, не допуская таким образом формального соблюдения положений правил по метрологии.

Опыт показывает, что для устранения затрат за двойной счет коммерческого учета нефти и повышения прибыли от экспорта нефти и нефтепродуктов, необходимо внести в нормативные документы, регламентирующие процедуру испытаний для целей утверждения типа, формулировки, в соответствии с кото-

рыми типы СИ утверждались бы на основании результатов экспертизы, проводимой специалистами ГЦИ СИ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шаповальянц, А. Большие проблемы большой нефти / А. Шаповальянц // Российская газета от 16 марта 2000г. - № 52.
2. Ханов, Н.И. Роль метрологии в решении проблем нефтяного комплекса страны / Н.И. Ханов // <http://www.vniim.ru/book-khanov2.html>.
3. ГОСТ 16504-81. Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения.
4. Проект технического регламента «О требованиях к средствам измерений показателей нефти и продуктов ее переработки» // <http://v2009.minprom.gov.ru/ministry/dep/metrology/docs/ce/26>.
5. Брюханов, В.А. Особенности “испытаний” измерительных систем для целей утверждения типа (на примере систем измерений количества и показателей качества нефти) / В.А. Брюханов // Сб. докладов межд. науч.-технич. конф. (2-7 октября 2007 г.) «Метрологическое обеспечение измерительных систем»; под ред. А.А. Данилова. – Пенза, 2005. – 269 с.

УДК 532.546

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ГИДРАТОВ

Р.В. Сакаев, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа

Добыча природного газа на крупнейших газовых месторождениях Западной Сибири в России часто осложняется образованием газовых гидратов. Наличие влаги в газе и снижение температуры при движении газа в скважинах, системах сбора и подготовки газа создают условия для осаждения газогидратов на стенках труб и оборудования. Уменьшение площади поперечного сечения труб приводит к поломке оборудования.

Основными задачами при исследовании процесса образования газогидратов в трубопроводах традиционно являются: определение сечения трубопровода подверженного гидратообразованию и его протяженности; расчет скорости и времени полного перекрытия поперечного сечения трубопровода. Важно также знать, как различные методы борьбы с гидратообразованием и способы транспортировки газа влияют на динамику образования и диссоциации газовых гидратов.

В настоящее время есть несколько методов расчета предварительного образования гидратов. В работе рассмотрено сравнение моделей образования газовых гидратов в трубопроводах, описанных Парануком А.А. и В.Ш. Шагаповым, Р.Р. Уразовым, Н.Г. Мусакаевым.

Паранук А.А. представил метод определения точки гидратообразования на базе данных с КИП на участке газопровода «Голубой поток» [1].

Координата начальной зоны конденсации

$$x_H = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[\frac{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_H - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_{г.р.} - T_0) \cdot a \cdot L} \right]. \quad (1)$$

Координата конца конденсации

$$x_k = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[\frac{(T_H - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2)} + 1 \right], \quad (2)$$

$$a = \frac{24\pi k D}{Q \rho C_p}, \quad (3)$$

где k – коэффициент теплопередачи в окружающую среду;

D – наружный диаметр газопровода;

ρ – плотность газа;

Q – объёмный расход газа,

C_p – удельная теплоёмкость газа.

Программный комплекс, представленный автором, работает без присутствия оператора. Из недостатков можно что Паранук А.А. без обоснования приводит таблицу, используемую для нахождения концентрации метанола.

В работе авторов [2] (Шагапов В.Ш. и др.) на основе методов и уравнений механики многофазных сред получена система обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающая гидродинамические процессы и процессы тепломассообмена в трубопроводе при наличии образования и диссоциации газовых гидратов на стенках канала. Особенностью работы являются графики изменения толщины гидратов по времени.

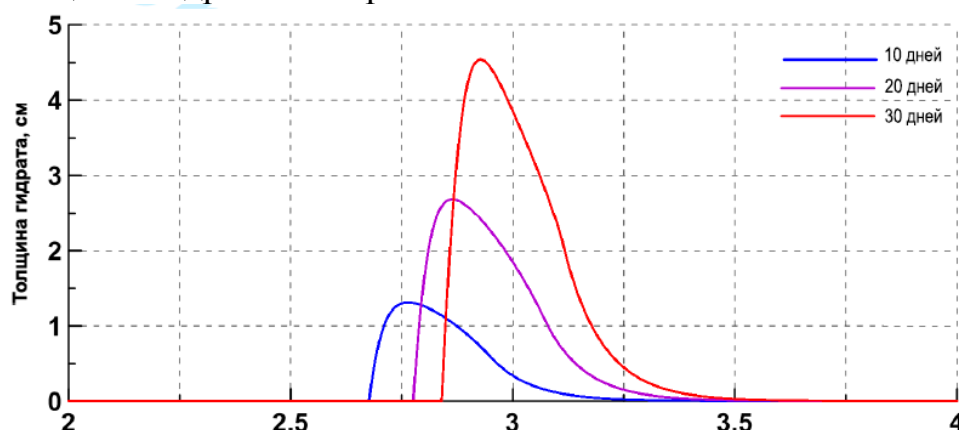


Рисунок 1 – Профиль отложений газогидратов на внутренних стенках трубопровода (срок эксплуатации 30 дней)

Также главным отличием методики Шагапова является более точный расчет минимального расхода метанола, при котором отсутствует образование газогидратных отложений на внутренней стенке трубы.

$$m_{m0}^* = m(k_l^* k_{ml}^* + (1 - k_l^*) k_v^* k_{mv}^*), \quad (4)$$

где m_{m0}^* – минимальный расход метанола;

k_{ml}^* – концентрация метанола;

k_l^* – концентрация жидкости;

k_{mv}^* – концентрация газа;

k_v^* – концентрация водяного пара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Паранук А.А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций [Текст] / А.А. Паранук // Кубанский государственный технологический Университет. – 2014. – 137 с.
2. Shagapov V.Sh., Urazov R.R., Musakaev N.G. Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation [Текст] / V.Sh. Shagapov, R.R. Urazov, N.G. Musakaev // Heat and Mass Transfer. – 2010. – 18 с.

УДК 622.692.4

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

*Г.Х. Самигуллин, ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС
России, г. Санкт-Петербург*

При эксплуатации нефтегазовых трубопроводов требуется определение сроков безопасной эксплуатации, для чего нужно иметь достоверные данные по техническому состоянию технических объектов и обоснованные расчетные процедуры по оценке долговечности материалов. Решение указанных задач возможно путем применения результатов испытания компактных образцов [1] (так называемый метод испытания микрообразцов «Small Punch Test – SPT»), позволяющих определить прочностные характеристики металлов и рассчитать остаточный ресурс трубопровода по динамике изменения степени поврежденности его элементов. Применение компактных образцов позволяет в щадящем режиме проводить вырезку образцов, что минимизирует негативное воздействие на металл трубопровода. Испытания таких образцов – диаметром 10 мм и толщиной 1 мм позволяют получить диаграмму нагружения в координатах «усилие – перемещение» [2], где можно выделить две характерные точки. Точка E , соответствует состоянию перехода от линейности к распространению пластической зоны по толщине образца, и точка M , которая соответствует максимальной нагрузке, зафиксированной в момент начала разрушения образца. По диаграммам нагружения исследуемых стальных микрообразцов приближенно определяются площади криволинейных фигур по формуле:

$$S = \frac{F_e \cdot d_e + (F_m + F_e)}{2} \cdot (d_m - d_e) \quad (1)$$

где F_m , d_m , F_e , d_e - характерные точки диаграммы нагружения компактных образцов.

Полученные таким образом результаты испытаний компактных образцов могут быть использованы при решении задач по оценке остаточного ресурса по следующему алгоритму:

- 1) провести анализ технической документации на контролируемый трубопровод, установить марку стали;
- 2) изготовить не менее трех образцов диаметром 10 мм и толщиной 1 мм из аналогичной марки стали заводского качества и аналогично не менее трех образцов из вырезки исследуемого металла трубопровода;

3) провести испытания компактных образцов на испытательной машине с построением диаграмм нагружения для стали в исходном состоянии (т.н. «состояние поставки») и для стали контролируемого трубопровода;

4) определить числовые значения характерных точек прочности (F_{m1} , d_{m1}) и текучести (F_{e1} , d_{e1}) для усредненных диаграмм нагружения микрообразцов стали в исходном состоянии и значения (F_{m2} , d_{m2}) и (F_{e2} , d_{e2}) для образцов диагностируемого трубопровода;

5) определить площади криволинейных фигур по диаграммам нагружения микрообразцов стали контролируемого трубопровода $S_{мпр\bar{б}}$ и микрообразцов исходного заводского качества $S_{исх}$, после чего определить значение разности площадей ΔS по следующим формулам: $\Delta S = S_{мпр\bar{б}} - S_{исх}$.

$$S_{исх} = \frac{F_{e1} \cdot d_{e1} + (F_{m1} + F_{e1})}{2} \cdot (d_{m1} - d_{e1}) \quad (2)$$

$$S_{труб} = \frac{F_{e2} \cdot d_{e2} + (F_{m2} + F_{e2})}{2} \cdot (d_{m2} - d_{e2}) \quad (3)$$

$$\Delta S = (S_{труб} - S_{исх}) \quad (4)$$

6) определить вид функциональной зависимости изменения значения ΔS по времени t на основе периодических испытания компактных образцов;

7) по функции изменения ΔS , а также по информации о количестве времени и условиях, в которых трубопровод находился в эксплуатации, провести расчет остаточного ресурса трубопровода.

Например, наличие результатов испытаний микрообразцов в исходном (т.н. заводской поставки $\Delta S_{пред}$) состоянии и в моменты времени t_1 , t_2 (моменты проведения контроля технического состояния трубопровода) соответственно $\Delta S_{мпр\bar{б}1}$, $\Delta S_{мпр\bar{б}2}$ позволяет провести прогнозирование остаточного ресурса $t_{ост}$ по линейному закону:

$$t_{ост} = t_2 + \frac{\Delta S_{пред} - \Delta S_{мпр\bar{б}2}}{\Delta S_{мпр\bar{б}2} - \Delta S_{мпр\bar{б}1}} \cdot (t_2 - t_1) \quad (5)$$

Таким образом, прогноз работоспособности нефтегазового трубопровода с оценкой остаточного ресурса выполняется на основании информации об изменении прочностных характеристик металла реального трубопровода. Данный алгоритм значительно повышает уровень достоверности прогноза, поскольку основан на прямых измерениях прочностных характеристик металла.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Konopík P., Džugan J., Procházka R. Determination of fracture toughness and tensile properties of structural steels by small punch test and micro-tensile test // Metal. – 2013. – Vol. 5. – pp. 15-17.
2. Обеспечение безопасности и ресурса нефтегазовых трубопроводов на основе результатов испытаний микрообразцов: монография / Г.Х. Самигуллин, А.М. Щипачев, А.В. Клейменов, Л.Г. Самигуллина. - СПб: ЛЕМА. – 2020 – 101 с.

АУДИТ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ)

А.В. Солодовников, УГНТУ, г. Уфа, А.Н. Махнёва, ТИУ, г. Тюмень

Нестабильность законодательства, неоднозначное толкование требований промышленной безопасности, а также множественные «юридические коллизии» создают много сложностей для организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты магистральных трубопроводов (далее – ОПО). По состоянию на 1 июня 2020 г. в государственном реестре зарегистрировано 5081 ОПО, преобладающее большинство объектов составляют объекты чрезвычайно высокой и высокой опасности – 89,7 % (1428 ОПО – I класса опасности; 3134 ОПО – II класса опасности), а остальные 10,3 % – объекты средней и низкой опасности (283 ОПО – III класса опасности; 236 ОПО – IV класса опасности).

При плановых и внеплановых проверках Ростехнадзора эксплуатирующие организации вынуждены решать данные сложности, которые во многом зависят от конкретного инспектора и его толкования требований безопасности. Одним из эффективных средств профилактики таких сложностей является аудит системы управления промышленной безопасностью (далее – СУПБ), проведенный квалифицированными специалистами независимой организации. За рубежом подобная процедура прочно вошла в повседневную деятельность нефтегазовых компаний и постепенно находит применение в России [1-3].

На первом этапе проведения аудита СУПБ необходимо сформировать группу специалистов для его проведения, а также определить требования промышленной безопасности, которые принимаются за критерии аудита. В состав группы аудита необходимо включить специалистов всех требуемых компетенций: специалистов, имеющих практический опыт проведения аудитов (технологов, механиков, строителей, энергетиков и т.д.) и специалистов, имеющих практический опыт инспекторской деятельности в системе Ростехнадзора.

В качестве критериев аудита рекомендуется принять весь спектр существующих требований промышленной безопасности, начиная с основных законодательных актов (федеральных законов, постановлений правительства, основных и отраслевых федеральных норм и правил безопасности, руководств безопасности и административных регламентов Ростехнадзора). В перечень критериев аудита рекомендуется включить требования правил в сфере охраны труда и обеспечения электробезопасности, ГОСТов и сводов правил, как документов, регулирующих вопросы обеспечения безопасности производства.

Результатом первого этапа работы является программа проведения аудита (оценки соответствия) СУПБ.

Непосредственно процесс аудита СУПБ включает в себя четыре основных этапа: предварительный анализ проектной, технической и эксплуатационной документации (камеральная работа); натурное обследование объекта аудита; контроль деятельности подрядных организаций, выполняющих работы на

объекте аудита; анализ полученных результатов (оценка соответствия требованиям промышленной безопасности).

В частности, аудиторы проверяют фактическое исполнение требований, описанных в технологических регламентах к процессам, в условиях реальной эксплуатации объектов; состояние подготовленности персонала, сил и средств организации к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии; достоверность сведений, приведенных в декларации промышленной безопасности производственного объекта; документационного обеспечения СУПБ и пр.

Предварительные результаты аудита СУПБ необходимо формировать непосредственно на объекте аудита с целью определения тех факторов, которые явились возможным основанием выявленных нарушений, и определения мер по их устранению.

Крайне важными являются завершающий этап аудита СУПБ, когда составляются (оформляются) предложения и рекомендации, а также планируется контроль их исполнения [4,5].

Описанный механизм проведения аудита СУПБ должен обеспечить трансляционные мосты между общими (абстрактными) требованиями нормативных правовых актов и конкретными частными организационно-техническими элементами СУПБ при эксплуатации объектов нефтегазового комплекса, а также объективно оценить качество осуществления самоконтроля за соблюдением требований промышленной безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Солодовников А.В., Махнёва А.Н. Особенности проведения оценки соответствия опасных производственных объектов нефтегазодобывающих производств требованиям промышленной безопасности // Нефтегазовое дело. – 2019. - № 1. – С. 13-28.
2. Солодовников А.В., Махнёва А.Н. К некоторым вопросам безопасности при осуществлении деятельности нефтегазодобывающих производств. Международная научно-техническая конференция «Нефть и газ Западной Сибири». ТИУ, 2017. – С. 302-304.
3. Солодовников А.В., Махнёва А.Н. НПА по вопросам, отнесенным к компетенции Ростехнадзора // ТПА Трубопроводная арматура и оборудование. Международный журнал. – 2017. – № 3 (90). – С. 74-75.
4. Солодовников А.В., Хизбуллина А.А., Махнёва А.Н. О нарушениях требований промбезопасности при эксплуатации объектов добычи и обустройства месторождений углеводородного сырья // Промышленность и безопасность – 2017. – № 5 (115) – С.40-45.
5. Требования промышленной безопасности при эксплуатации объектов нефтегазового комплекса: учебное пособие / А.В. Солодовников, Ю.В. Сивков, А.Н. Махнёва – Тюмень, ТИУ, 2020 – 124 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ, ОБРАБОТАННОЙ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИ-
САДКОЙ, ПОСЛЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСЛОВИЙ ПРОХОЖДЕНИЯ
НЕФТИ ЧЕРЕЗ НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ**

Б.К. Саяхов¹, Г.А. Габсаттарова², Л.Б. Боранбаева², М.Н. Насибулин²,

Ж. К. Наурузбеков²

¹ АО «КазТрансОйл», г. Нур-Султан,

² Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы

Планируемая перекачка нефти по магистральному нефтепроводу «Атырау-Кенкияк /реверс/» предполагает возможность использования депрессорной технологии, так как ввод депрессорной присадки приводит к снижению значений температуры потери текучести нефти и её реологических свойств [1].

Однако наблюдаемый в начале эффект снижения текучести нефти после ввода депрессорной присадки не всегда может сохраняться. Стабильность действия присадки во времени может зависеть как от химической структуры и механизма действия самого реагента, так и от условий эксплуатации (температурных условий, параметров дозирования присадки и др.). Кроме того, в случае наличия на участке транспортного маршрута промежуточной нефтеперекачивающей станции, в числе определяющих факторов может быть приведена способность нефти восстанавливать структуру после прохождения через насосные агрегаты.

Так, при перекачке нефти по магистральному нефтепроводу «Атырау-Кенкияк /реверс/» предполагается использование промежуточной НПС «Аман». В процессе прохождения нефти через насосные агрегаты происходит взаимодействие жидкости (нефти) с лопастями вращающегося рабочего колеса ротора, в результате чего механическая энергия преобразуется в гидравлическую и в трубопроводе создается давление, необходимое для дальнейшей перекачки на определенном участке. При этом скорость вращения ротора обычно не превышает 1500 об/мин (например, подпорный насос типа НПВ 3600/90), но может достигать 2500 - 3000 об/мин (например, магистральный насос типа НМ 3600/230 – частота вращения ротора 3000 об/мин). Естественно, что при таких скоростях вращения взаимодействие парафинистой нефти с лопастями вращающегося рабочего колеса ротора неизбежно приведет к изменению структуры нефтяной дисперсной системы (особенно при пониженных температурах), а также к такому явлению как кавитация [2-5].

В связи с этим, для общей оценки эффективности депрессорной присадки, немаловажным является знание о стабильности свойств нефти, обработанной данной присадкой, после прохождения через насосный агрегат. Данный аспект изучен в ходе работы, отраженной в настоящих тезисах.

В качестве объекта исследования выбрана Бузачинская партия нефти, планируемая в качестве одного из основных видов нефти для перекачки по магистральному нефтепроводу «Атырау-Кенкияк /реверс/». Данная нефть являет-

ся парафинистой, так как содержит 8,3 % парафинов, имеет плотность (при 20⁰С) 883,1 кг/м³ и температуру потери текучести нефти +12 ⁰С.

Добавление депрессорной присадки (производства Франция) в количестве 200-500 ppm приводит к резкому снижению температуры потери текучести (до -18 – -24⁰С) и реологических параметров Бузачинской партии нефти, причем этот эффект отличается достаточной стабильностью во времени (до 20 суток).

Для моделирования прохождения нефти через насос в лабораторных условиях был использован имеющийся на базе модельного стенда насос, представляющий собой электродвигатель ДВА-У31 (рисунок 1), работающий в паре с роторным трехлопастным насосом со свободными лопостями (частота вращения вала составляет 1430 об/мин.).

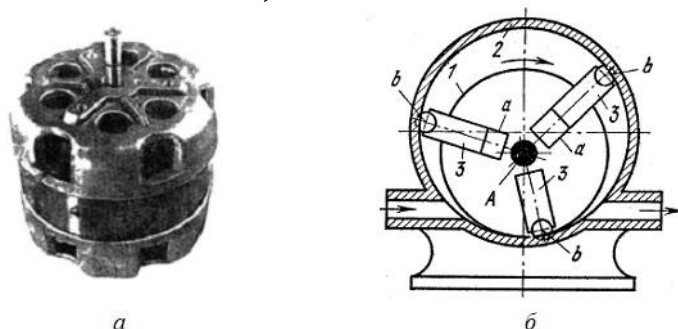


Рисунок 1 – а) Двигатель ДВА-У3, б) Кулисный механизм роторного насоса со свободными лопастями

Для оценки влияния условия прохождения через насос Бузачинской нефти (после обработки депрессорной присадкой) на стабильность реологических параметров были проведены следующие исследования.

Нефть (после обработки депрессорной присадкой) пропускали через насос при температуре 18⁰С, далее отбирались пробы: до прохождения через насос и после прохождения через насос (через 5 мин., 3 часа и 24 часа). По завершению эксперимента, исследовались реологические параметры нефтесмеси в режиме линейного изменения температуры при постоянной скорости сдвига 10 с⁻¹ (рисунки 2-3). После проведения исследований объем нефти, обработанной депрессорной присадкой охлаждали, выдерживали 15 суток и повторно пропускали через насос при температуре 6-7 ⁰С.

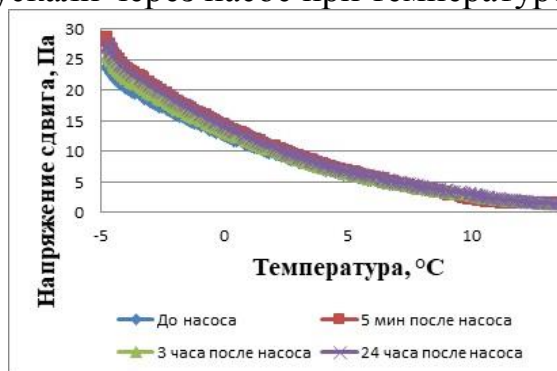


Рисунок 2 – Зависимость напряжения сдвига от температуры для Бузачинской нефти без присадки до и после прохождения через насос. Скорость сдвига 10 с⁻¹

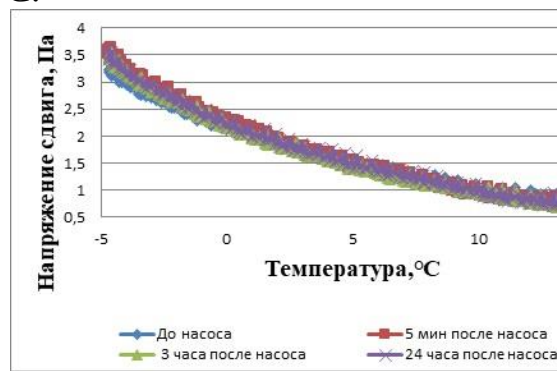


Рисунок 3 – Зависимость напряжения сдвига от температуры для Бузачинской нефти с присадкой до и после прохождения через насос. Скорость сдвига 10 с⁻¹

Результаты лабораторных исследований и моделирования условий прохождения Бузачинской партии нефти (обработанной депрессорной присадкой) через насосные агрегаты показали, что фактор прохождения нефти через насос не оказывает существенного влияния на стабильность реологических параметров Бузачинской нефти – следовательно, не оказывает негативного влияния на транспортировку нефти (рисунок 4).

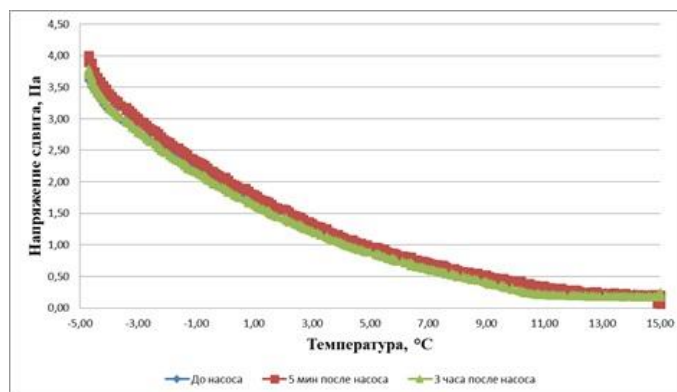


Рисунок 4 – Зависимость напряжения сдвига от температуры для Бузачинской нефти с ДП до и после прохождения через насос (через 15 дней). Скорость сдвига 10 с^{-1}

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсумзаде. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. -М.: «Химия», 2002 – С.295.
2. В. Н. Матвеев, Е. А. Кирсанов, С. В. Ремизов. Реология структурированных дисперсных систем. Вестник Моск. Ун-та. Сер.2. «Химия», 2006 - Т.47(№6) - С.393-397.
3. Е. А. Кирсанов, С. В. Ремизов, Н. В. Новоселова, В. Н. Матвеев. Физический смысл реологических коэффициентов в обобщенной модели Кэссона. Вестник Моск. Ун-та. Сер.2. «Химия», 2007 - Т.48(№1) - С.22-26.
4. В. Г. Сурков, А. К. Головкин, М. В. Можайская. Влияние условий механического воздействия на изменения состава парафинов нефти. Известия Томского политехнического университета, 2012 - Е. 321 (№3) - С.148-152.
5. Б. А. Мырзахметов, С. М. Токтамысова, Г. К. Мантакова, Т. Талапбаев, К. Сатыбалдин. Влияние гидродинамической кавитации на реологические и транспортабельные свойства вязких нефтей и нефтепродуктов. Проблемы и перспективы развития геологического кластера: «образование-наука-производство». Труды научно-практической конференции посвященной 80-летию со дня рождения К. Турысова, 2014 -№1 - С.406-410.

УДК 622.692.23

МЕТОДЫ ПОВЕРКИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

М.Н. Сорокина, Л.А. Утриков, СамГТУ, г. Самара

На территории РФ, для хранения нефти и нефтепродуктов используются около 4000 резервуаров вертикальных стальных (РВС). Объем нефти зависит от температуры нефтепродукта, поэтому при торгово-расчетных операциях учитывают массу нефтепродуктов, а не объем. Определение объема жидкости в РВС базируется на определении уровня продукта с последующим переводом

его в объём, указанный в градуировочной таблице, которую получают в процессе поверки резервуара.

Единственной предлагаемой нормативной метрологической характеристикой резервуара как средства измерений вместимости определена градуировочная таблица вместимости (зависимость вместимости от уровня жидкости по высоте резервуара) с декларируемой инструментальной составляющей погрешности измерения вместимости. Практически, на каждый межповерочный период создается новая метрологическая характеристика РВС с неизвестной погрешностью.

Для вновь изготовленных РВС характерна деформация на начальном этапе эксплуатации из-за релаксации сварочных напряжений. Конструкция вертикальных стальных резервуаров подвержены различным деформациям и не могут обеспечить стабильность геометрических параметров в течение всего срока эксплуатации, а также являются геометрически нестабильными под воздействием различных внешних факторов.

В процессе эксплуатации при наполнении и опорожнении резервуар и его фундамент испытывают статические и переменные нагрузки.

Основным действующим стандартом для поверки вертикальных резервуаров является ГОСТ 8.570-2000. Данный ГОСТ устанавливает 2 основных метода поверки вертикальных резервуаров: геометрический метод и объемный метод.

При объемном методе зависимость вместимости от уровня жидкости определяют при последовательном, дозированном заполнении РВС; В этом случае погрешность определения вместимости находится в пределах $\pm 0,2\%$.

Объемный метод поверки РВС подразделяется на объемный динамический метод и объемный статический метод.

При динамическом методе вместимость резервуара определяют с помощью непрерывного его заполнения поверочной жидкостью, одновременно измеряя уровень, объем и температуру поверочной жидкости для каждых 10 мм уровня. При этом применяются следующие средства измерений: уровнемер, счетчик жидкости, секундомер.

При статическом методе вместимость резервуара определяют путем наполнения его отдельными порциями поверочной жидкости и одновременном измерении уровня, объема и температуры поверочной жидкости для каждого уровня в пределах от 10 до 30 мм.

Геометрический метод – метод, при котором градуировочная таблица рассчитывается по результатам обмеров резервуара (длине окружности первого пояса, отклонения по вертикали образующих, толщин стенок по поясам) по специальной программе. Для резервуаров вместимостью от 5 000 м³ до 50000 м³ погрешность составляет не более $\pm 0,1\%$.

При поверке резервуаров геометрическим методом применяют: измерительные рулетки и линейки, ультразвуковой толщиномер, динамометр, термометр, ареометр, нивелир, теодолит, штангенциркуль.

Современным вариантом геометрического метода поверки является поверка с помощью технологии лазерного сканирования. Лазерное сканирование позволяет выполнять измерения с высокой плотностью. При съемке на расстоянии 30 метров угловой шаг сетки может составлять до $0,0018^\circ$, что соответствует расстоянию между точками на поверхности 0,9 мм. При сканировании линейный шаг в 20 мм является достаточным для соблюдения требований точности, описанных МИ 3171-2008. При этом скорость съемки составляет несколько сотен точек в секунду. Также лазерное сканирование позволяет выявлять и учитывать отклонения формы резервуара от идеальной теоретической. Такие особенности позволяют говорить о больших преимуществах технологии лазерного сканирования по сравнению с традиционным геометрическим методом [1].

Таким образом, с целью повышения точности измерений массы нефти необходимо применение новых методов поверки резервуаров, в частности метода лазерного сканирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кучеров, В.Г. Применение современных геодезических приборов для измерения геометрических параметров при проведении поверки резервуаров стальных цилиндрических вертикальных по ГОСТ 8.570-2000 / В.Г. Кучеров, В.Н. Сазонов, Н.А. Шимель // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2006. – Вып. №2. С. 88–91.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СМЕСИ НЕФТЕЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ

Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа

Вязкость и плотность – это основные реологические свойства нефти. Они оказывают прямое влияние на технологические параметры перекачки и определяют режим работы нефтеперекачивающей станции.

Согласно энергетической стратегии РФ до 2035го года, одной из главных проблем и фактором риска в нефтяной отрасли является ухудшение физико-химических характеристик добываемой нефти. Увеличение неоднородности качества нефти, добываемой и транспортируемой в РФ, приведет к тому, что увеличится доля потоков, транспортируемых «в смеси», т.е. все чаще будет происходить вынужденное смешение нефтей, обладающих различными реологическими свойствами.

При смешивании нефтей разной вязкости и плотности необходимо помнить, что эти параметры напрямую воздействует на режим перекачки, они определяют потери и расход в трубопроводе, и, соответственно, КПД насосных агрегатов и энергозатраты на перекачку нефти.

В данной работе выполнен анализ влияния плотности и вязкости смеси нефтей на технологические параметры перекачки при различных соотношениях компонентов смешиваемых нефтей.

В качестве компонентов анализируемой смеси были выбраны нефть Бавлинского угленосного горизонта из Башкортостана и нефть Александровского

девонского горизонта из Татарстана. Была сделана следующая выборка соотношений компонентов смеси: 1:3, 1:2, 1:1, 1:2, 1:3. После реологических параметров полученных смесей, были рассчитаны технологические параметры перекачки при использовании трех насосов НМ-2500-230 (расход в трубопроводе, потери напора, энергозатраты на перекачку, КПД насосов) для участка длиной $L = 120$ км. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры перекачки смесей

Отношение компонентов	1:3	1:2	1:1	2:1	3:1
Вязкость смеси $\nu \cdot 10^{-6}$, м ² /с	12,8	13,9	16,5	19,3	20,8
Плотность смеси ρ , кг/м ³	855,7	858,7	864,8	870,9	873,9
Расход Q , м ³ /ч	2798	2778	2744	2709	2692
Потери напора h_t , м	660,9	662,2	667,3	671,7	674,0
Энергозатраты W , кВт · ч	5112,1	5157,3	5241,9	5327,8	5370,4
КПД насосов η , %	81,33	81,22	81,01	80,80	80,70

При соотношении 1:3 доля Бавлинской, более тяжелой и вязкой нефти, составляет 25%, а доля Александровской составляет 75%. В дальнейших соотношениях увеличивается доля Бавлинской нефти, при уменьшении доли Александровской. Таким образом, смесь с соотношением компонентов 1:3 обладает самой низкой вязкостью и плотностью. Относительно нее был проведен анализ изменения параметров перекачки, результаты которого представлен на рисунке 1.

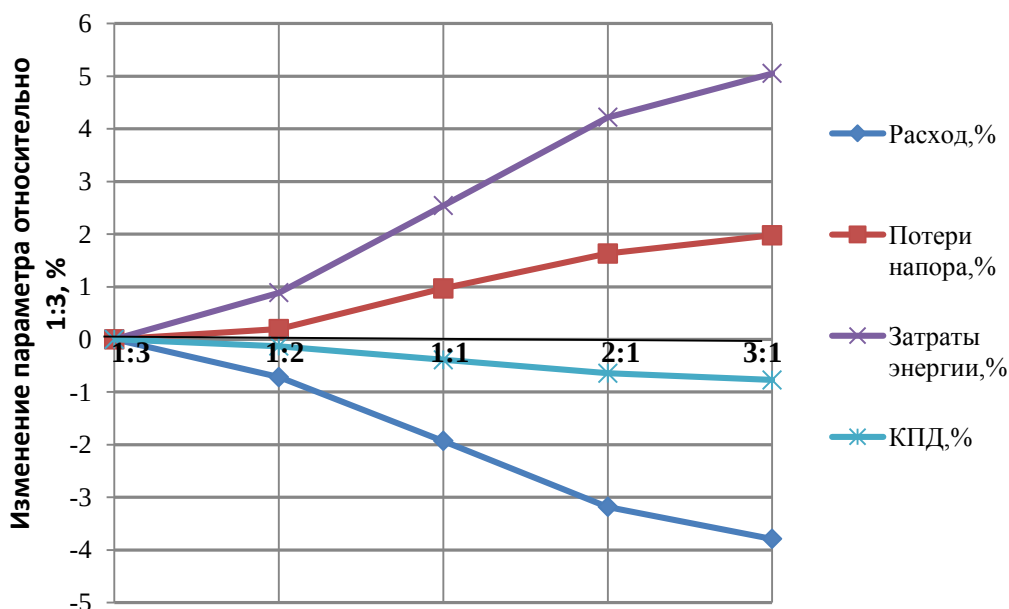


Рисунок 1 – График изменения параметров перекачки при увеличении доли Бавлинской нефти в смеси

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод о том, что увеличение доли компонента, обладающего большей плотностью и вязкостью негативно сказывается на технологических параметрах перекачки смеси:

виден рост затрат энергии и потерь напора, при снижении КПД насосов и расхода в трубопроводе.

Таким образом, при выборе компонентов, участвующих в смешении, необходимо тщательно анализировать изменение технологических параметров перекачки. Правильный выбор компонентов смеси обеспечит увеличение грузооборота потока и увеличение энергоэффективности перекачки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аралов О.В., И.В. Буянов, А.С. Саванин, Е.И. Иорданский. Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе// Товарно – транспортные операции и метрологическое обеспечение. – 2017.- №5.-С. 97-105.
2. Колпаков Л.Г. Эксплуатация магистральных центробежных насосов: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ун-та, 1993 – 116 с.
3. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСеврис», 2002 – 658 с.

УДК 622.692.4

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ДИНАМИЧЕСКОГО КОМПАУНДИРОВАНИЯ НЕФТЕЙ

Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа

ПАО «Транснефть» принимает для транспортировки нефть, различную по своим свойствам. Транспортировка нефтей широкого диапазона качества по системе магистральных трубопроводов с протяженной транспортной структурой требует специальных методов управления. Одним из таких методов является компаундирование нефти. В местах перераспределения потоков нефти согласно «Схеме нормальных (технологических) грузопотоков нефти» устанавливаются станции смешения, которые с помощью компаундирования обеспечивают требуемые параметры смеси согласно ГОСТ 51858-2002.

Анализ качественных показателей нефти (ресурсной базы) за предшествующие периоды показывают устойчивую динамику по ухудшению качества нефти, принимаемой от грузоотправителей. Данные по динамике приема нефти по классам качества представлены на рисунке 1.

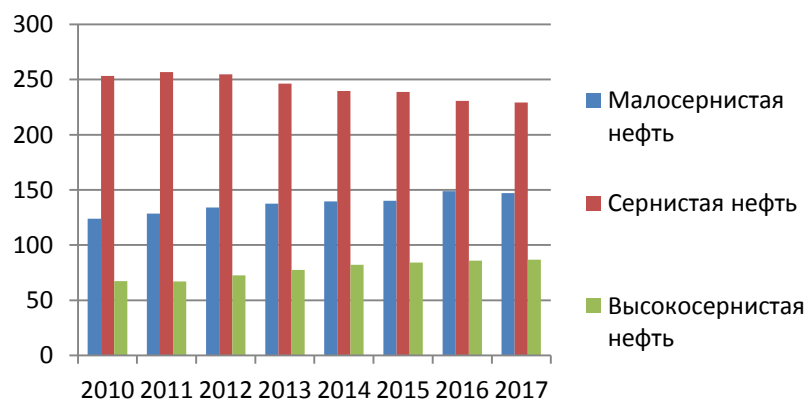


Рисунок 1 – Динамика приема по классам качества, млн. т

В дальнейшем будет продолжаться увеличение приема высокосернистой нефти и снижаться объем ее переработки на НПЗ, расположенных в регионах ее добычи. Весь прирост высокосернистой нефти будет направлен в экспортные грузопотоки западного направления. Также увеличение поставок малосернистой нефти в восточном направлении будет обеспечено в основном за счет перенаправления малосернистой нефти с западных направлений.

В связи с увеличением неоднородности показателей качества нефти, добываемой на месторождениях, могут потребоваться новые системы компаундирования и станции смешения. Мы рассмотрели ситуацию, когда на станции будет выполняться компаундирование сернистой и высокосернистой нефти. С использованием графо-аналитического метода нами был выполнен расчет расходов нефтей при смешении, которые обеспечат на выходе требуемые параметры качества смеси, а также посчитаны параметры полученной смеси. Далее произведен гидравлический расчет системы компаундирования, подобрана сталь и рассчитаны толщины стенок трубопровода. Используя нормативные документы и учитывая параметры полученной смеси, мы выбрали магистральные насосы, электродвигатели к ним, рассчитали СИКН (Система измерения количества и показателей качества нефти), выбрали расходомеры. В результате спроектирована система динамического компаундирования, обеспечивающая смешение и транспортировку смеси нефтей с заданными параметрами качества. Принципиальная схема системы показана на рисунке 2.

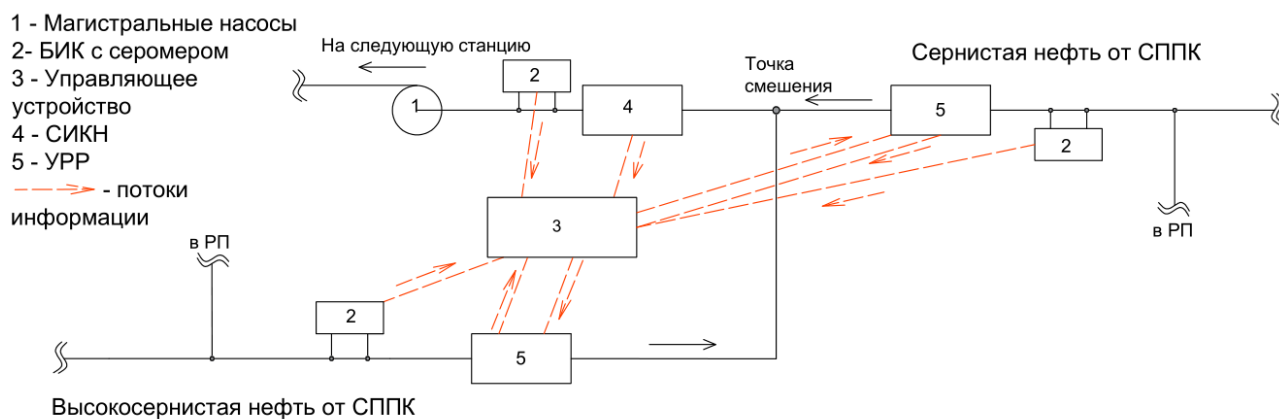


Рисунок 2 – Принципиальная схема системы динамического компаундирования

Система динамического компаундирования - это перспективный метод регулирования качества нефти, который получил большое распространение на территории РФ. Совершенствование систем динамического компаундирования мы видим в уменьшении количества приборов учета на входящих потоках благодаря использованию корреляционных зависимостей между параметрами нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гареев М.М. Повышение эффективности магистральных нефтепроводов на основе использования агентов снижения гидравлического сопротивления и совершенствования системы учета нефти: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 Уфа, 2006 348 с.
2. Евлахов С.К., Козобкова Н.А. Качество нефти в трубопроводном транспорте: система управления, технологии и контроль: Монография. / -М: ООО «Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ», 2007. – 496 с.

УДК 662.758

ВЛИЯНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ХРАНЕНИЯ СМЕСЕВЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ТОПЛИВ НА ПРОЯВЛЕНИЕ НЕСОВМЕСТИМОСТИ

*Р.Р. Султанбеков, А.М. Щипачев,
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

При эксплуатации нефтебаз, топливных терминалов и магистральных нефтепродуктопроводов, одним из основных технологических объектов являются резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов. В ходе технологических операций на резервуарах, при смешении разных видов продуктов возрастают риски проявления несовместимости и активное накопление осадков. Поэтому существуют высокие риски потери стабильности топлив в процессе хранения и выпадения тяжелых компонентов и асфальтенов в осадок [1]. Проявление «несовместимости» топлив увеличивает активность выпадения осадка, что негативно влияет на полезный объем резервуара и на показатели качества хранимого топлива [2].

Сегодня процесс осадкообразования слабо изучен, нет точных зависимостей и методик, которые бы позволили теоретически определить возможность проявления несовместимости топливных смесей. Существующие методы оценки стабильности и совместимости нефтепродуктов по ГОСТ 33365-2015, 50837.3-95 и 50837.4-95 не обладают высокой точностью и имеют большую погрешность [3]. Поэтому широкого применения на практике данные методы не получили.

Для точной оценки совместимости и стабильности нефтепродуктов разработан способ, а именно алгоритм проведения лабораторных испытаний на основе ГОСТ 33360-2015, который позволит определять совместимость сразу нескольких видов топлив и в необходимой пропорции до смешения в резервуарах, также данный способ позволяет определить количественные характеристики осадкообразования [4].

Исследовано влияние температурных полей при хранении на осадкообразование остаточных топлив. Были проведены лабораторные исследования, на основе метода по ГОСТ 33360 – 2015, согласно которому, при термическом старении необходимо выдерживать пробу в течении 24 часов при 100 °С. Для опытов были отобраны 2 пробы по ГОСТ 2517-2012, исследованы и определены основные показатели качества на поверенных лабораторных приборах и оборудовании по арбитражным методам. Фильтры после проведения лабора-

торных опытов по определению общего осадка показывают негативное влияние несовместимости топлив, а именно резкое увеличение количества общего осадка (рис. 1).

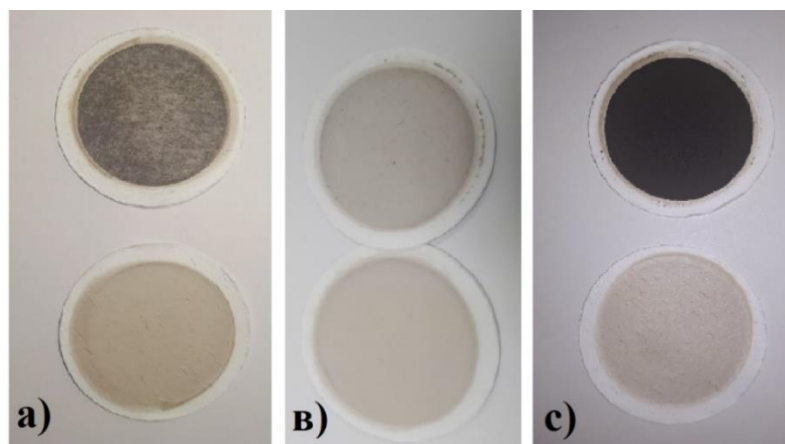


Рисунок 1 –Фильтры после определения общего осадка TSP
а) Проба №1 (RMG-380); б) Проба №2 (Компаунд масел смазочных)
в) смесь проб №1 и 2 при соотношении 1:1

Выполненные исследования показывают важность данной проблемы для резервуарных парков для хранения остаточных топлив на нефтебазах и терминалах. Выявлено, что активное осадкообразование происходит уже при 40°C, что совпадает с температурным режимом эксплуатации резервуарных парков. Также по результатам исследований можно сделать вывод, что при увеличении температуры, за сутки осадкообразование становится более интенсивной.

Активное осадкообразование происходит уже при выдержке от 12 часов. При выдержке в течении 6 часов наблюдается процесс осадкообразования, однако количество образованного осадка не значительны. Полученные результаты исследований показывают, что при проявлении несовместимости в первую очередь необходимо снизить температуру хранения до минимальных значений в зависимости от температуры застывания, а также сократить время хранения несовместимой смеси, и провести необходимые технологические операции для сохранения качества и снижения осадкообразования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каримов, Р. М., Мастобаев, Б. Н. Влияние содержания парафинов, смол и асфальтенов на товарные качества нефтей // Башкирский химический журнал. - 2012.-Том 19.
2. T.N. Mitusova, N.K. Kondrasheva, M.M. Lobashova, M.A. Ershov, V.A. Rudko, and M.A. Titarenko. Determination and Improvement of Stability of High-Viscosity Marine Fuels. Chemistry and Technology of Fuels and Oils 2018 53 (6), 842-845.DOI: 10.1007/s10553-018-0870-6.
3. Sultanbekov R. R., Nazarova M. N. Determination of compatibility of petroleum products when mixed in tanks. EAGE., Tyumen, (2019), DOI: 10.3997/2214-4609.201900614.
4. Способ определения совместимости и стабильности компонентов топливной смеси: пат. 2733748 Рос. Федерация № 2020114784; заявл. 27.04.2020; опубл. 06.10.2020, Бюл. № 28.

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ И КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОКЛАДКЕ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Т.С. Султанмагомедов, Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов,
УГНТУ, г. Уфа*

Разработан «Интерактивный стенд моделирования напряженно-деформированного состояния трубопроводов». Стенд предназначен для:

- изучения характера деформаций трубопровода при возникновении различных грунтовых процессов, проведения лабораторных работ;
- ознакомления с методами мониторинга трубопроводов, проложенных в различных сложных условиях (оползни, ММГ, просадки, болота и др.);
- разработка систем непрерывного мониторинга НДС трубопровода;
- изучение работы в SCADA системах и интегрирование результатов моделирования на реальный объект, сравнение с показаниями датчиков;
- создание цифрового двойника участка трубопровода в опасных условиях.

Интерактивный стенд моделирования напряженно-деформированного состояния трубопроводов» представляет собой протяженный лоток с грунтом, с отверстиями для трубы на концах лотка. Длина лотка 4,8 м, ширина - 0,4 м, высота - 0,4 м. Днище имеет отверстия, перекрываемые шибером для контроля осадки грунта, всего предусмотрено 5 шиберов размером 0,8 м. В лотке лежит трубопровод длиной 5,0 м, диаметром 25 мм и толщиной стенки 3 мм. На концах трубопровода предусмотрена резьба для создания продольного усилия путем затяжки гаек по торцам. На трубопроводе установлено пять передвижных хомутов для создания сосредоточенной поперечной нагрузки путем затяжки талрепа. На трубопроводе с шагом 0,25 м установлены полумосты из тензодатчиков, которые считывают продольные напряжения на верхних волокнах, с шагом 0,5 м установлены мосты для регистрации продольных напряжений на верхних и нижних волокнах. Считывание сигналов с тензодатчиков происходит с помощью программного обеспечения QMBox.

Конструкция позволяет проводить следующие исследования:

- изучение перемещений трубопровода в зависимости от глубины залегания трубопровода (подземная, наземная и надземная прокладка);
- исследование напряженно-деформированного состояния при оползневых и карстовых процессах на участке трубопровода;
- моделирование различных расчетных схем и опорных закреплений (жесткая заделка, шарнирные опоры, балка на упругом основании, создание усилий в сечениях);
- моделирование производства строительно-монтажных и изоляционно-укладочных работ;

- изучение влияния изменения температуры трубопровода, внутреннего и внешнего давления на кольцевые и продольные напряжения.

На рисунке 1 представлена сборка в программе КОМПАС-3D. На рисунке 2 показаны напряжения, возникающие в трубопроводе при перемещении талрепов (моделирование поднятия трубопровода трубоукладчиками).

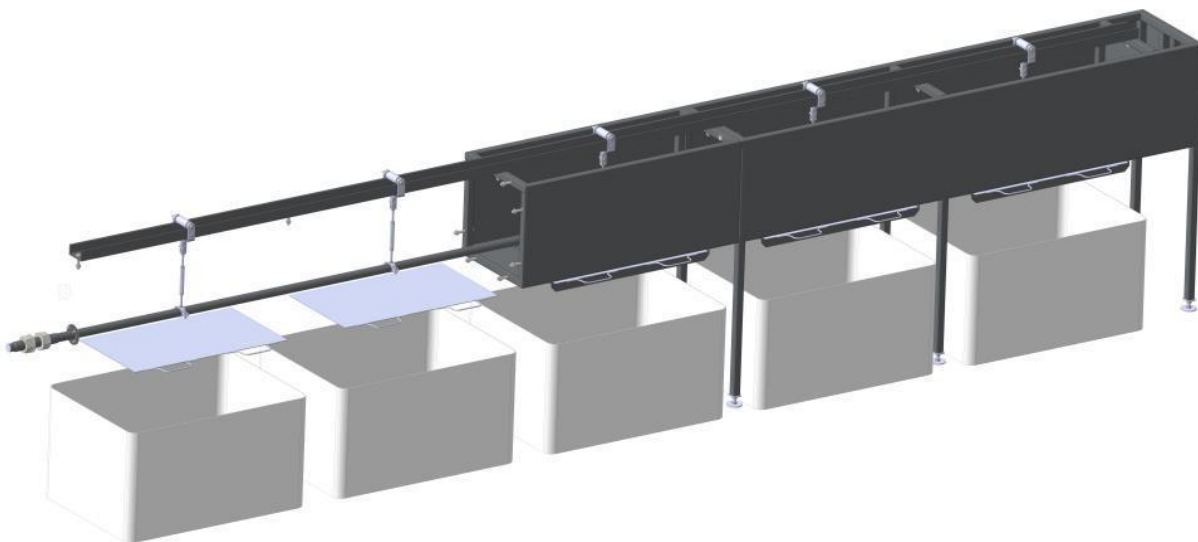


Рисунок 1 - Общий вид интерактивного стенда моделирования напряженно-деформированного состояния трубопроводов

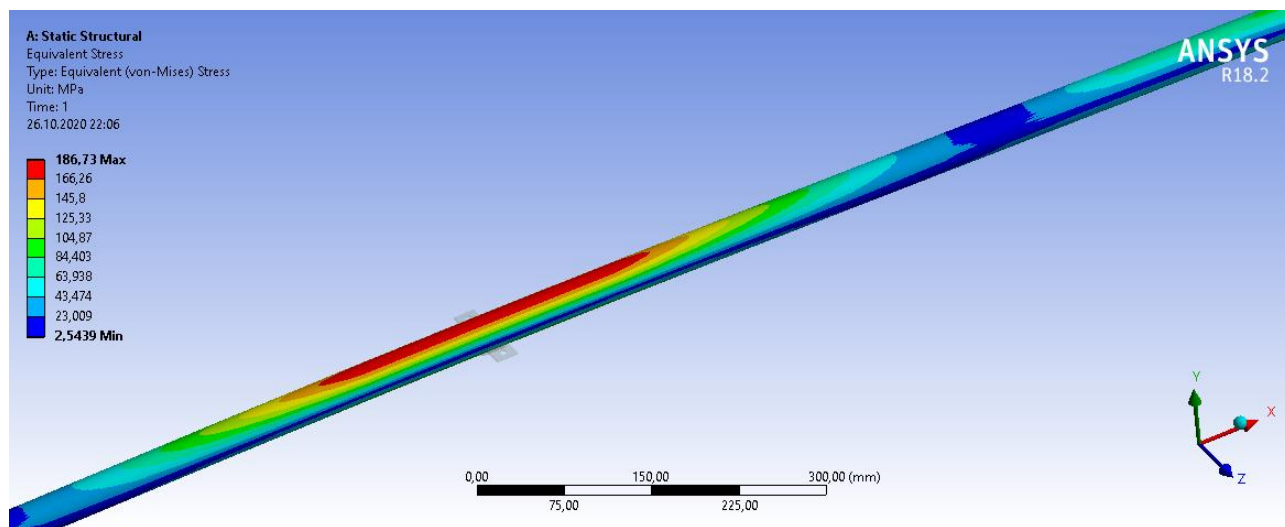


Рисунок 2 - результаты моделирования напряжений по центру трубопровода при перемещении центра трубопровода на 25 мм

В ходе проведения лабораторных исследований на данной установке имеется возможность наблюдать реальные значения напряжений при различных деформациях трубопровода и сравнивать со значениями модели при тех же граничных условиях. Особенность установки заключается в достаточно точном переносе граничных условий и нагрузок из стенда в модель.

При наличии достаточного количества данных по реальному трубопроводу, составляется не только его компьютерную модель, но и модель состояния реального трубопровода на стенде. То есть стенд является дополнительным ин-

струментом верификации косвенных измерений трубопровода (напряжений, моментов, перемещений, опорных реакций).

УДК 622.692

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫМИ ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМ

Р.З. Сунагатуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа

В работах [1-2] на основе лабораторных и расчетно-экспериментальных исследований обоснована возможность использования слоя отложений нефти с целью повышения теплогидравлической эффективности и антикоррозионной защиты магистрального нефтепровода.

Дополнительные исследования, проведенные в рамках настоящей работы, включающие лабораторные испытания на установках типа Cold Finger и Wax Loop позволили экспериментально подтвердить, качественно и количественно измерить косвенные эффекты при эксплуатации нефтепроводов с внутренним слоем асфальтосмолистых парафиновых отложений, связанные со снижением интенсивности тепломассообменных процессов в пристенной зоне.

В частности, установлена зависимость количества отложений на стержне лабораторной установки Cold Finger, заключающаяся в снижении общей массы выделенных отложений при незначительном изменении температуры внешнего термостатирования. Данный эффект может быть практически реализован путем снижения величины температурного градиента в пристенной ламинарной зоне за счет создания стабильного слоя отложений на внутренней поверхности стенки, с одной стороны обладающей более низкими коэффициентами теплоотдачи и теплопроводности даже при незначительной толщине, а с другой – его высокой сглаживающей способностью, препятствующей налипанию вновь выпадающих в потоке кристаллов парафина.

Для оценки реальной эффективности ингибиторов парафиноотложений, применяемых в магистральных нефтепроводах для подготовки линейной части к внутритрубной диагностике, также проведены динамические исследования на установке Wax Loop с использованием проб товарных нефтей, обработанных ингибиторами депрессорного типа, по результатам которых экспериментально установлена неэффективность последних, измеренная по изменению трендов перепада давления и температуры в термостатируемой измерительной линии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Сунагатуллин, Р.З. Экспериментальные исследования эксплуатационных свойств асфальтосмолистых парафиновых отложений нефти, образующихся в магистральных нефтепроводах / Р.З. Сунагатуллин, Р.М. Каримов, М.Е. Дмитриев, М. И. Байкова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2018 8(4):398–406.
- 2 Сунагатуллин, Р.З. Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений нефти / Р.З. Сунагатуллин; Р.М. Каримов; Р.Р. Ташбулатов; Б.Н. Мастобаев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 2. С. 158–162.

ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НАКОПЛЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВ

А.С. Тараканов, СамГТУ, г. Самара

Из года в год объем запасов тяжелой высоковязкой нефти (ВВН) возрастает по отношению к общему объему запасов и на данный момент ее доля составляет 82% от общемировых.

Во многих нефтедобывающих регионах России в добываемой нефти содержатся асфальтосмолистые и парафиновые составляющие (АСП), в следствие чего пропускная способность трубопроводов падает, так как при транспорте данной нефти на стенках труб образуются отложения.

Наличие в транспортируемой нефти АСП составляющих приводит к тому, что в технологической цепочке добыча-транспорт-переработка случаются ситуации, при которых НПЗ останавливают прием нефти и применяют санкции к поставщику [1]. Это происходит по той причине, что при проведении операций по размыву отложений в резервуарах, качество поступающей нефти от поставщика ухудшается из-за попавших в нее во время размыва асфальтосмолистых и парафиновых отложений.

В сложившейся ситуации поставщик вынужден производить размыв реже, из-за чего на пунктах сдачи нефти происходит накопление донных отложений, которые являются причиной деформации трубопроводов системы дренирования воды и внутреннего оборудования резервуара. В результате на резервуарных парках (РП) учащаются аварийные ситуации, приводящие к нарушению работы системы размыва донных отложений (СРДО).

Для предотвращения подобных случаев предлагается внести изменение в технологию транспорта нефти, а именно исключить попадание асфальтосмолистых соединений ВВН на объекты магистрального транспорта нефти и перерабатывающих заводов. Данное предложение позволит снизить объем образования нефтешлама и, следовательно, вред от его захоронений и переработки, а также избавиться от необходимости снижения вязкости нефти для ее последующей транспортировки [2].

Чтобы реализовать поставленную цель, необходимо:

1. Выделять из ВВН асфальтосмолистые составляющие непосредственно перед отправкой продукта в линейную часть магистрального трубопровода
2. Из полученного асфальтизата, входящего в состав ВВН, выделять редкие металлы и посредством переработки получать битумную продукцию.

Как было сказано, из-за наращивания доли добычи ВВН, количество образующихся асфальтосмолистых и парафиновых отложений растет, в следствии чего вопрос об их переработке становится более актуальным.

Предлагается создать комплексы по выделению из высоковязкой нефти АСП составляющих и переработке образующихся отложений и внедрить их в технологический процесс на пунктах сбора нефти (ПСН) нефтедобывающего предприятия, или в местах приема нефти транспортирующей компанией от по-

ставщиков. Это позволит избежать попадания асфальтосмолистых составляющих в линейную часть трубопроводного транспорта, а также на резервуарные парки.

В качестве технологической установки по выделению АСП составляющих из ВВН предлагается применять технологию трёхфазного центрифугирования, которая позволит разделять ВВН на нефть, воду и механические примеси. Также она даст возможность перерабатывать образовавшийся НШ и выделять из него утраченную нефть, которую можно вернуть в товарооборот. А из получаемых после центрифугирования механических примесей удастся получить содержащиеся в них редкие цветные металлы и твердые битумы.

С экологической точки зрения данная технология позволяет сокращать объем роста образования НШ, перерабатывать существующие захоронения и извлекать из этого прибыль, то есть осуществлять редукцию отходов.

Для решения описанной межотраслевой проблемы требуется разработать проект по внесению изменений в правовую и нормативную документацию, регулирующую на рынке РФ процессы транспорта и переработки нефти.

Первоочередным документом, в который необходимо внести поправки, является ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Предлагается в таблице 2 «Типы нефти» ввести ограничение по содержанию АС составляющей в товарной нефти до 1%. Это изменение является определяющим и приведет к тому, что для транспорта нефти будут введены ограничения, которые обяжут компании ограничивать содержание АС составляющих до указанных нормативных требований [3].

Наименование параметра	Норма для нефти типа								
	0		1		2		3		4
	Для предприятий РФ	Для экспорта	Для предприятий РФ	Для экспорта	Для предприятий РФ	Для экспорта	Для предприятий РФ	Для экспорта	Для предприятий РФ
4. Массовая доля асфальтенов, %, не более	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Рисунок 1– Предлагаемая поправка в ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»

Предлагаемое решение, направленное на выделение АСП составляющих из высоковязкой нефти и последующую переработку НШ, позволит достичь следующих результатов:

- уменьшить объем АСП отложений на стенках трубопроводов и технологическом оборудовании объектов транспорта и переработки;
- снизить количество образующихся отходов, приведет к последующему сокращению захоронений НШ;
- обосновать наращивание добычи ВВН с целью увеличить потенциал Российской Федерации на мировом рынке углеводородного сырья.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. И.Ш. Хуснутдинов, А.Г. Сафиулина, Р.Р. Заббаров, С.И. Хуснутдинов, Методы утилизации нефтяных шламов, известия высших учебных заведений, Казанский

национальный исследовательский технологический университет, Казань: 3-21стр.

2. Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И., Мальцев А.К., Рожков Э.Л. Геология нефти и газа. Издание 2. 1990.

3. Ю.В.Баранникова, Л.Е. Землеруб, А.И.Михайлова, Увеличение производительности магистральных нефтепроводов при выделении асфальтосмолистых составляющих из высоковязкой нефти, СамГТУ, г. Самара.- 2019.

УДК 004.418

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ И СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.Р. Урманова, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа

В процессе проведения экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов возникает ряд трудностей, связанных с быстрым оформлением технических отчетов по итогам выполненных работ, отсутствием систематизации хранения и использования данных обследуемого оборудования, а также проведением различных расчетов.

Основная идея разрабатываемой системы заключается в интерактивности технологической схемы станции. Для наглядности трубопроводы и механотехнологическое оборудование будут представлены в виде геоинформационной системы, на которой при нажатии возможно выбрать определенный объект диагностирования. В процессе работы инженеру откроется необходимая форма для заполнения данных по результатам диагностики. Инженер вводит все нужные данные, после чего автоматически выстраивается отчет, схемы, расчеты. Данные для заполнения ячеек инженер берет по результатам различных методов контроля - ВИК, УЗК, МК, ПВК, ВД и др.

Интерактивная технологическая схема будет включать не просто трубопроводы и оборудование станции, на ней будет показано подробное расположение объектов диагностики, даты контроля, данные диагностики, остаточный ресурс и многое другое. Система позволит сделать общую схему всех нефтеперекачивающих станций, линейных производственно-диспетчерских станций, заводов и т.д. Однако если стандартная геоинформационная система работает с инфраструктурой, не занимаясь техническим состоянием, то разрабатываемая программа делает упор на технического состояние оборудования с момента ввода в эксплуатацию до момента списания.

Разрабатываемая система позволит минимизировать затраты на оформление технических отчетов. Непосредственно сам диагност-инженер будет составителем отчета и будет нести за него ответственность. Это повысит точность измеряемых величин, а также позволит отследить динамику технического состояния оборудования на протяжении всего периода эксплуатации (30-50 лет). Не будет практики оформления технического отчета и заключений лишь по предоставленным фотографиям и непонятным черновикам диагностов.

От внедрения данного программного обеспечения планируется получить сразу несколько результатов. Получение цифровых отчетов. Цифровые отчеты

позволят компаниям избавиться от бумажной системы документооборота, отчеты будут формироваться автоматически с минимальным вмешательством составителя технического отчета. Инженер под рукой имеет актуальную нормативно-техническую документацию, порядок и правила проведения диагностики прописаны в алгоритмах программного обеспечения.

На карте оборудования (технологической схеме) отображается план-график ремонтов с напоминанием сроков диагностики - на экране отображается актуальность проведенной диагностики, сроки проведения обслуживания, ремонтов и др.

В процессе диагностики ведется сбор статистики на конкретное оборудование, например, насос определенной марки, определенного производителя. После анализа данной статистики пользователь видит надежность конкретного оборудования, как быстро оно изнашивается, самые распространенные дефекты. Также к этой статистике получают доступ производители оборудования для улучшения собственной продукции;

Квалификация кадров - за счет ускорения оформления технического отчета меньшее количество персонала выполняет больший объем. То есть при том же количестве персонала объем растет пропорционально времени, требуемому для оформления одного технического отчета.

УДК 621.365.55

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО НАГРЕВА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

И.И. Фаттахов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа

Диэлектрический нагрев материала возможен с помощью электромагнитного излучения сверхвысокой частоты (СВЧ). Нагрев при таком воздействии происходит в результате выделения тепла в процессе поляризации. Нефть и нефтепродукты, являясь диэлектриками, плохо пропускают электрических ток, и свойством полярности в их составе обладают асфальтено-смолистые компоненты.

Способность материала к нагреву с помощью СВЧ излучения определяется диэлектрической проницаемостью. Понятие комплексной диэлектрической проницаемости позволяет учитывать диэлектрические и проводящие свойства материала.

$$\tilde{\varepsilon} = \varepsilon \cdot \left(1 - i \frac{\gamma}{\omega \cdot \varepsilon}\right) = \varepsilon' - i\varepsilon'', \quad (1)$$

где $\tilde{\varepsilon}$ – комплексная диэлектрическая проницаемость;

ε – диэлектрическая проницаемость;

γ – удельная проводимость среды;

ω – частота;

ε' , ε'' – действительная и мнимая составляющие диэлектрической проницаемости.

Проведем математическое моделирование диэлектрического нагрева полубесконечного диэлектрика при постоянных параметрах среды и электромагнитной волны. Процесс описывается нестационарным одномерным уравнением теплопроводности

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + q(x,t), \quad t > 0, \quad (2)$$

где c , ρ , λ – теплоемкость, плотность и теплопроводность среды соответственно;

$q(x,t)$ – удельная мощность тепловых потерь по модели Л.Э. Рикенглаза [1]

$$q(x,t) = 2\alpha F_e S_0 \exp(-2\alpha x), \quad (3)$$

где α – коэффициент затухания электромагнитной волны;

F_e – коэффициент энергетического прохождения;

S_0 – вектор Умова-Пойнтинга в вакууме.

Начальные и граничные условия

$$T(x,0) = T_0; \quad \frac{\partial T}{\partial x}(0,t) = 0; \quad T(x,t) = T_0. \quad (4)$$

Было использовано численное решение конечно-разностным методом с применением неявной схемы в программной среде Pascal ABC. Значения параметров принимались согласно [2]: мощность источника электромагнитной волны $A_0 = 750$ Вт, время опыта $t = 3500$ с, коэффициент теплопроводности среды $\lambda = 0,125$ Вт/(м·К), плотность среды $\rho = 961$ кг/м³, коэффициент теплоемкости $C = 750$ Дж/(кг·К), начальная температура среды $T_0 = 20$ °С, действительная составляющая комплексной диэлектрической проницаемости $\epsilon' = 2,3$, мнимая составляющая – $\epsilon'' = 0,06$.

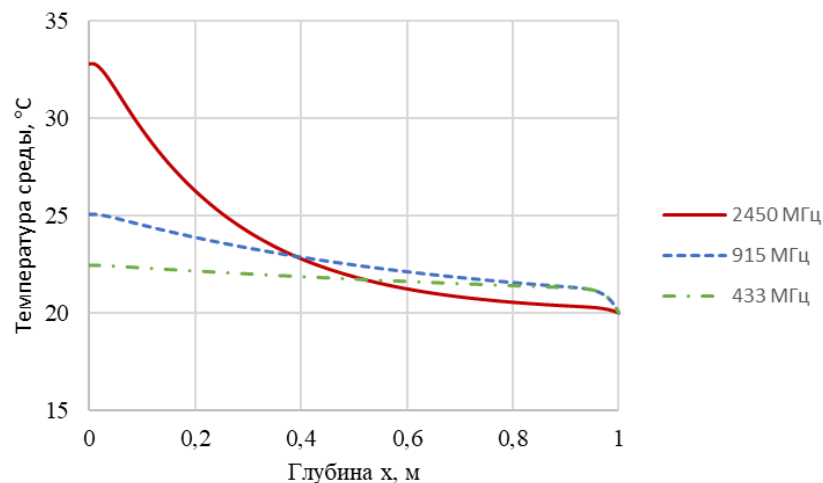


Рисунок 1 – Результаты расчета при различной частоте излучателя f

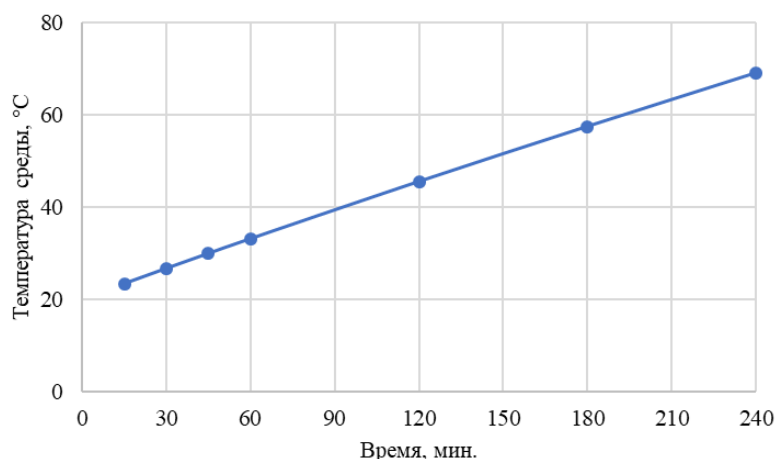


Рисунок 2 – Зависимость температуры на поверхности среды $x = 0$ от времени нагрева t

Приближенное моделирование диэлектрического нагрева водонефтяной эмульсии показало эффективность метода. При частоте излучателя 2450 МГц наблюдается уменьшение температуры в глубине и увеличение температуры на поверхности среды, по сравнению с другими частотами магнетронов, выпускаемых промышленностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рикенглаз, Л.Э. К теории нагрева диэлектриков мощными электромагнитными полями [Текст] / Л.Э. Рикенглаз // Инженерно-физический журнал. – 1974. – 27 т. – С. 1061.
2. Гараев Т.К. Методы и устройства повышения эффективности СВЧ комплексов обработки нефтепродуктов [Текст]: дис. канд. техн. наук. – Казань, 2004. – 144 с.

УДК 622.692.4.053

ДИАГНОСТИКА ПОДШИПНИКОВ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ АНАЛИЗА ТЕНЗОМЕТРИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ

Б.Г. Харрасов, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время огромное количество промышленного оборудования работает в области нефте- и газоперекачки. Необходимо тщательно следить за состоянием параметров оборудования для предотвращения негативных сценариев, как неожиданная остановка, поломка или даже авария. Для этого на сегодняшний день применяют различные методы диагностики, самым распространенным и эффективным является вибродиагностика. Но не так давно появился новый метод диагностики с помощью анализа динамических сил. Суть метода заключается в том, что на опоры агрегата устанавливаются тензометрические датчики, с помощью которых улавливаются изменения сил реакции опор из-за вибрирующих дефектов. Далее сигнал разлагается в ряд Фурье на частотный спектр динамических сил. В данной работе проведена проверка применимости данного метода на выявление дефектов подшипников.

На установке «Протон-стенд» (рисунок 1) проведены экспериментальные исследования по обнаружению дефектов подшипников с помощью комплекта тензометрических датчиков. Датчики устанавливаются на опоры стенда и через усилитель и микроконтроллер передают сигнал на компьютер, где производится разложение сигнала в спектр и его визуализация.

Проведен эксперимент при частотах вращения вала 20, 25, 30, 35 и 40 Гц для подшипников с дефектом и без.

Из спектров (рисунок 2) видно, что они аналогичны вибрационным, однако существенно меньшим количество шумов. При установке подшипника с дефектом существенно возросла динамическая сила на оборотной и кратной ей частотах, что является типичным признаком дефекта в подшипнике.

Имеется повышение силы при частоте 50 Гц и кратных ей, данный дефект имеется при всех частотах оборота, что говорит о дефекте в частотно-регулируемом приводе, а не о механическом повреждении.

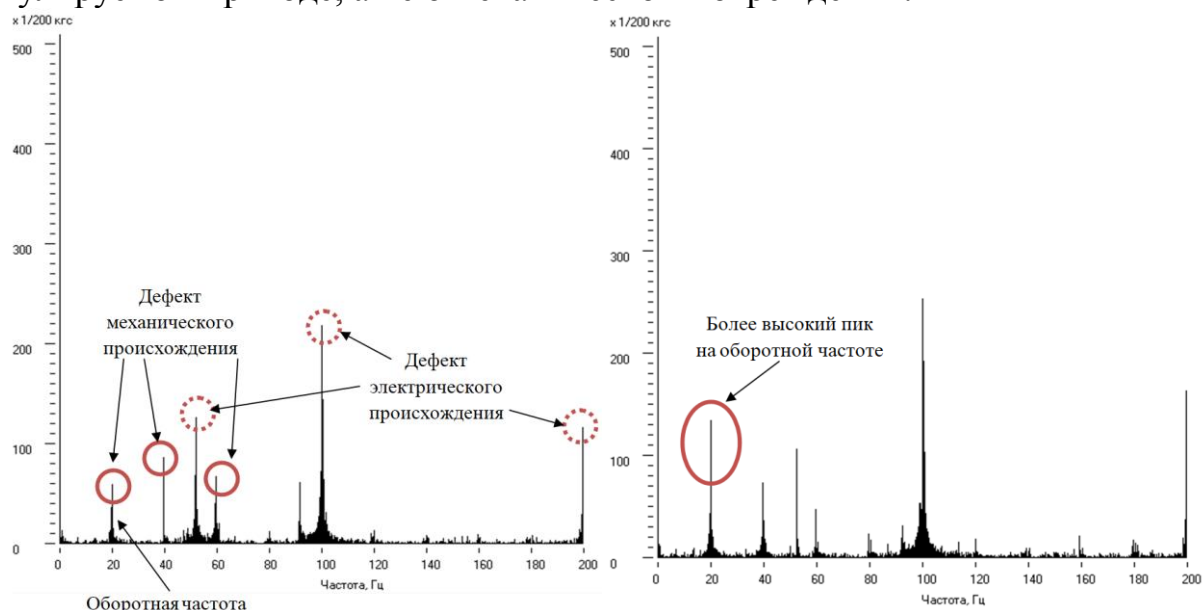


Рисунок 1 – Спектры сил при частоте вращения ротора 20 Гц и установке
а) дефектного подшипника, б) бездефектного подшипника

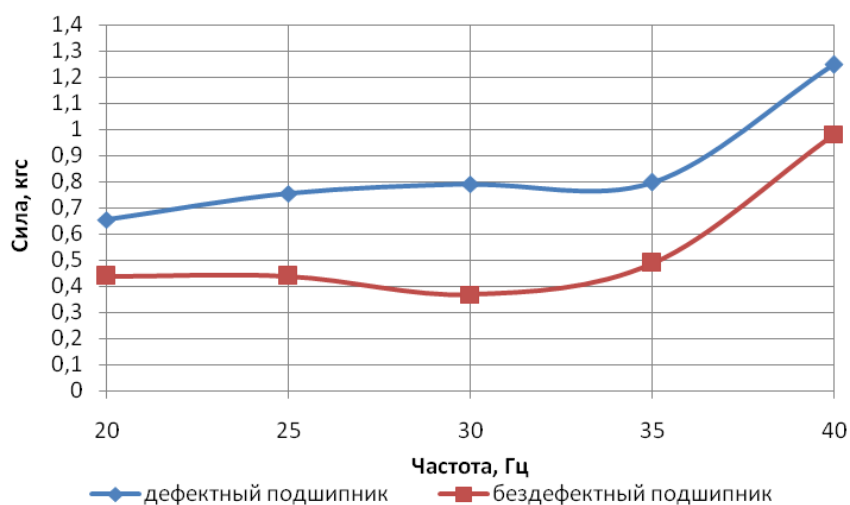


Рисунок 2 – Динамическая сила на оборотной частоте

Наблюдается повышение динамических сил на оборотной частоте при всех исследуемых частотах.

Таким образом, предложенный метод анализа динамических сил и их спектров на основе тензометрической диагностики показал свою эффективность при диагностике подшипников. Простота метода позволяет эффективно диагностировать большое количество оборудования, при этом заметно снижается количество шумов по сравнению с вибродиагностикой, что позволяет использовать менее дорогостоящие датчики.

УДК 622.692

О ПОЛНОЙ ФОРМЕ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ КРИВОЙ И АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

*Б.Г. Харрасов, Д.П. Десяткин, Р.Р. Ташбулатов, Р.М. Каримов,
УГНТУ, г. Уфа*

На основании анализа и систематизации результатов ранее выполненных исследований [1-3] были подвергнуты критике общепринятые представления о причинах появления на экспериментальных кривых течения характерной зоны аномалии вязкости нефти, выражающейся в наличии экстремумов в области низких скоростей сдвига при низких температурах испытаний нефти методами ротационной вискозиметрии.

В качестве аргументов приводится анализ экспериментальных данных, полученных в ходе серии реологических испытаний маловязких разбавленных проб высокопарафинистой нефти при постепенном снижении температуры, по результатам которых были зафиксированы зоны аномалии вязкости на кривых течения, характеризующиеся последовательным смещением экстремумов – до значения статического напряжения сдвига, при достижении которого – кривая течения нефти аппроксимируется моделью вязкопластичной жидкости.

Волновая природа изменения положений и абсолютных значений пиков эффективной вязкости, отмеченная в работе [4], связывается с особенностями конструкции измерительной системы конкретного ротационного вискозиметра, а именно инертностью при испытании высоковязких нефтей. Стоит отметить, что несмотря на отсутствие в вышеуказанных работах физического объяснения волнового характера кривой течения, в зоне сверхнизких скоростей, подобный подход, позволяет точно вычислить значение статического напряжения сдвига.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Бахтизин Р.Н. Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти / Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. // Socar Proceedings (Научные труды). Выпуск 2, 2016.
- 2 Ташбулатов Р.Р. Аппроксимация реологической кривой в низкотемпературных зонах аномального течения неньютоновских нефтей с использованием асимптотической модели / Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н., Валеев А.Р. // Трубопроводный транспорт (Теория и практика). – №4 (62). – 2017.
- 3 Ташбулатов Р.Р. Асимптотическая модель для описания реологической кривой неньютоновского течения нефтяных смесей / Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н.,

Валеев А.Р. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2017. – №5 – С.14 – 23.

4 Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Валеев А.Р., Мастобаев Б.Н. Моделирование реологических свойств тиксотропных нефтей при прямом ходе измерений на вискозиметрах ротационного типа для оценки пусковых режимов работы магистрального нефтепровода // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №4. – С. 80-85.

УДК 620.17

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТНОЙ ОЦЕНКИ КРИТИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ИНТЕНСИВНОСТИ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ

Д.Р. Хайруллина, Л.В. Хайбуллина, УГНТУ, г. Уфа

На современных предприятиях нефтегазовой отрасли эффективность работы во многом определяется безопасностью эксплуатации технологических трубопроводных систем, зависящих от их эксплуатационной надежности и долговечности. Длительное воздействие конструктивно-технологических и эксплуатационных факторов приводит к снижению надежности и безопасности в работе трубопроводов, которая приводит к нарушению работоспособности и последующему разрушению.

Однако меняющиеся требования к надежности, снижению металлоемкости и веса конструкций диктуют необходимость совершенствования существующих методов и средств оценки прочности конструкций, которые в некоторых случаях, рассчитанные по предельному пластическому разрушению, испытывают хрупкое разрушение [1].

Известно, что хрупкое разрушение часто происходит внезапно и распространяется с большой скоростью, в ряде случаев приводящее к катастрофическим разрушениям конструкций в процессе эксплуатации.

Быстрое, катастрофическое разрушение изделия происходит тогда, когда пластическая зона по фронту трещины практически мала. Поэтому использование методов линейной механики хрупкого разрушения может стать эффективным при решении остановки трещин [2].

Зная величину критического коэффициента интенсивности напряжений (КИН) в устье трещины в момент ее нестабильного роста в условиях плоской деформации, можно рассчитать величину критического напряжения, при котором трещина определенной длины становится нестабильной и начинает расти. Таким образом, при известных величинах КИН и длине трещины, можно судить о прочности конструкции.

Методика расчетной оценки заключается в применении зависимости между коэффициентом интенсивности напряжения, температурой деформирования металла, температурой плавления металла, модулем продольной упругости и средним размером зерна.

При использовании формулы нет необходимости применять опыты на внецентренное растяжение, что позволяет значительно сократить сроки нахож-

дения КИН, уменьшить затраты на материалы и рассчитать КИН при невозможности проведения опытов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Эшби М., Джонс Д. Конструкционные материалы. М.: Интеллект. - 2010. - С. 672.
- 2 Адачи Х., Блюм Дж.М. Разрушение. М: Машиностроение. - 1977. - С. 320.

УДК 622.691.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТНЫХ ВИБРАЦИЙ НА ОБВЯЗКУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

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

Интенсивное развитие газового транспорта и компрессоростроения, направленное на повышение единичных мощностей газоперекачивающих агрегатов, создание высокорасходных центробежных нагнетателей, увеличение производительности компрессорных цехов, привело к появлению принципиально новых проблем в диагностике технологических трубопроводов.

Причины преждевременного выхода из строя трубопроводов обвязки газоперекачивающих станций могут быть связаны как с большим статическим напряжением в трубопроводах, так и с высоким уровнем вибрации. Основными причинами повышенной вибрации технологических трубопроводов обвязки центробежных нагнетателей могут являться: значительные возмущающие усилия газового потока, совпадение собственных частот элементов трубопроводной системы с частотами возмущающих сил, низкая динамическая жесткость системы «трубопровод – опоры» или комбинация вышеуказанных условий [2].

Для исследования таких проблем как низкочастотные колебания, наиболее эффективным является совмещение инженерных средств расчета динамических процессов и результатов измерений параметров этих процессов в реальных схемах и режимах эксплуатации КС.

В ходе исследования рассмотрены гипотезы возникновения низкочастотных колебаний в трубопроводах, произведены расчет акустических свойств трубопроводной обвязки цеха и проверка условий возникновения резонансных колебаний. Для рассмотрения условий режимов нагружения трубопроводной обвязки была создана численная модель в программном комплексе ANSYS Workbench.

В ходе исследования была произведена оценка условий режимов нагружения трубопроводной обвязки компрессорной станции на резонансные колебания потока газа в тупиковых участках трубопроводов на основе численного моделирования в ANSYS Workbench. В результате работы были предложены методы снижения влияния условий эксплуатации и конструкции ТПО на недопустимые низкочастотные колебания путем изменения положения входных кранов и работы в определенном диапазоне режимов КС [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.3-324–2009. Диагностическое виброобследование технологических трубопроводов компрессорных цехов с центробежными нагнетателями. Нормы оценки и методы проведения работ. М.: ОАО «Газпром», 2009. 58 с.
2. Якубович В.А. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 334 с.
3. Рекомендации по повышению виброустойчивости технологических трубопроводов при проектировании и реконструкции КЦ КС. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. 20 с.

УДК 622.691.04.052

ВОПРОСЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА

Р.Р. Фарухшина, Н.М. Дарсалия, УГНТУ, г. Уфа

Ежегодный рост потребляемой энергии приводит к росту необходимости сокращения выбросов CO_2 . В последнее время особая роль отводится вопросам водородной энергетики и использованию водорода в качестве универсального энергоносителя для различных устройств, в том числе при транспорте газа.

Считается, что водород – экологически чистый источник энергии, который можно накапливать и транспортировать, а схема, в которой водород будет энергоносителем, может быть экономически обоснованной.

Водородное топливо, при первом приближении, имеет преимущество перед углеводородным сырьем, т.к. единственным продуктом его сгорания является вода. Но, в зависимости от того, в каком устройстве водород будет перерабатываться, он может быть чистым источником энергии, а может и не быть, поскольку в воздухе всегда содержится азот. Оксид азота является одним из основных вредных выбросов. При высоких температурах молекулы азота и кислорода взаимодействуют, образуя токсичные соединения, вызывающие кислотные дожди, коррозию и достаточно сильные загрязнения окружающей среды.

Избежать подобные явления и использовать водород экологично возможно при помощи топливного элемента – устройства, перерабатывающего водород в электрическую энергию, минуя стадию нагрева. Преимуществами данного устройства является высокий КПД и отсутствие вредных выбросов, а также простота устройства. Но, в настоящее время, топливный элемент является достаточно дорогостоящим.

Водород неограниченно распространен в окружающей среде, однако практически всегда находится в связанном состоянии с такими элементами как кислород, углерод (и др.) и должен извлекаться различными химическими методами.

Одним из методов получения водорода является электролиз воды, при этом затрачивается электроэнергия, выработка которой сопровождается вредными выбросами. Таким образом, подобный цикл получения водорода не является экологичным. Он остается экологически чистым в месте его использования, но не является чистым в месте его получения.

Наиболее распространенным методом получения водорода в России является паровая конверсия метана. При сжигании метана, получается энергия с выходом в 30% большим, чем при сжигании углеводородного топлива. При

этом на единицу увеличения энергии приходится образование углекислого газа на ту же величину.

Сдерживающие факторы получения водорода с использованием биотехнологий связаны с большими первоначальными капитальными затратами на технологическое оборудование, в особенности, на приобретение главного элемента установки – биореактора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Топливные элементы на основе композитных материалов CSHSO-C Астафьев Е.А., Добровольский Ю.А. Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2006. № 7. – С. 60-61;
2. Chemical and electrochemical processes in low-temperature superionic hydrogen sulfide sensors Levchenko A.V., Dobrovolsky Yu.A., Bukun N.G., Leonova L.S., Zyubina T.S., Neudachina V.S., Tarasov A.B., Shtanov V.I., Yashina L.V., Shatalova T.B. Russian Journal of Electrochemistry. 2007. Т. 43. № 5. С. 552-560.
3. Разработка новых материалов для водородной энергетики Алдошин С.М., Добровольский Ю.А., Тарасов Б.П. Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. 2006. № 7. С. 25-26.
4. Биогаз как альтернативный источник топлива Киргизбаев А.А., Фарухшина Р.Р. Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. –С.469.

УДК 622.691.24

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РОССИЙСКИХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В КОНТЕКСТЕ МИРОВЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

И.И. Хасанов, Т.Д. Гильмутдинов, УГНТУ, г. Уфа

В современных условиях развитие топливно-энергетического комплекса России во многом зависит от надежности функционирования единой системы газоснабжения, которая обеспечивается за счет создания резервов оборотных фондов газа. Современное состояние Единой газовой системы (ЕГС) России – не имеющего аналогов в мире объекта транспорта энергоресурсов потребителям, во многом обеспечивается за счет масштабного строительства подземных хранилищ газа (ПХГ), начало которому было положено в 1958 г. с вводом в эксплуатацию Башкатовского ПХГ.

Главной тенденцией текущего состояния развития отрасли в России является активное строительство подземных хранилищ газа в отложениях каменной соли, из которых первые два были введены в последнее десятилетие (рис. 1). Такие характеристики, как высокая герметичность соляных каверн и оперативность переключения режима ПХГ, являются весомыми аргументами для проектирования хранилищ подобного типа, несмотря на длительность строительства. Строительство Новомосковского ПХГ в перспективе сможет решить проблему пикового газопотребления в Центрально-Черноземном регионе России [1].

Даже с учетом прекратившегося строительства в XXI в. хранилищ газа в истощенных месторождениях, их суммарный объем активного газа составляет более чем 78% от общего активного объема газа в ПХГ России. Малый объем ПХГ в отложениях каменной соли (363 млн м³ для Калининградского и 1080

млн м³ для Волгоградского) не позволяют занять современным хранилищам значимую долю в объеме подземного хранения газа. В общемировой статистике подземные хранилища газа в истощенных месторождениях составляют около 80%, в водоносных пластах – 12%, в отложениях каменной соли – 7% [2].

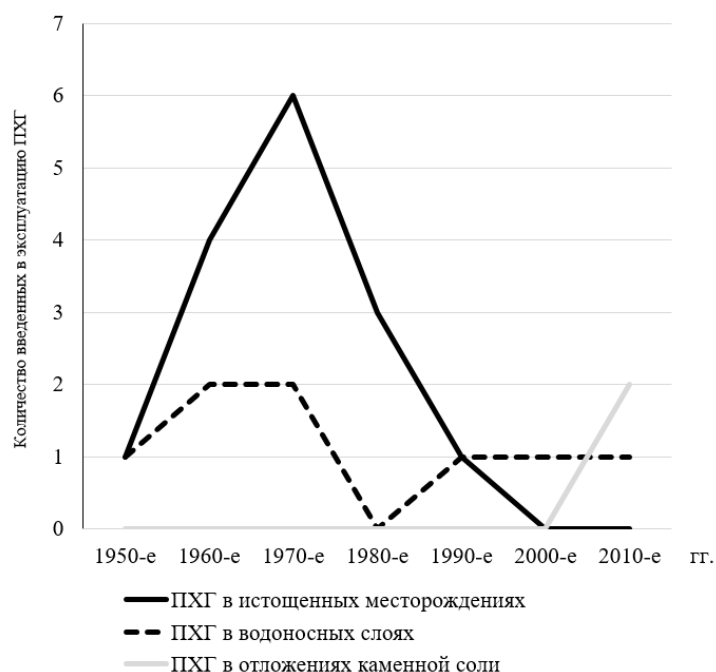


Рисунок 1 – Ввод в эксплуатацию подземных хранилищ газа в СССР (России)

Характерной особенностью ПХГ в России и на Украине является высокий средний объем подземных хранилищ. Это является экономически эффективно ввиду прибыльности части крупных ПХГ. В исследовании [3] приводится статистика по удельному доходу от хранения газа, согласно которой превышение доходной части над расходами лишь на пяти крупных ПХГ (Кущевское, Совхозное, Северо-Ставропольское, Касимовское, Пунгинское), позволяло обеспечить прибыльность всей отрасли подземного хранения газа в России в целом. Наибольшие расходы на эксплуатацию хранилищ требуются в случае локальных ПХГ, характеризующихся низким активным объемом и суточной производительностью.

Таким образом, можно сделать следующие выводы, характеризующие отрасль в России в контексте мирового состояния подземного хранения газа:

1. Развитие современной технологии строительства ПХГ в отложениях каменной соли является длительным процессом, и в отличие от Европы, не может оказывать сильное воздействие на ЕСГ в целом, ограничиваясь регионами строительства.

2. Высокий процент числа ПХГ в истощенных месторождениях в России не является уникальностью и соответствует общемировым данным. В то же время их доля в будущем будет уменьшаться ввиду отсутствия строящихся или проектируемых подземных хранилищ газа данного типа.

3. Строительство крупнообъемных ПХГ в России является более эконо-

мически эффективным в сравнении с западными странами, что позволяет обеспечить прибыльность крупных хранилищ газа в сравнении с локальными по причине большего дохода даже с учетом затрат на обслуживание и капитальный ремонт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мастобаев Б.Н., Китаев С.В., Малюкова Н.Н., Шамсутдинов М.М. Хранилища углеводородного газа. С.-Пб.: Недра, 2018. 216 с.
2. Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle. Band 131, Nr. 11, 2015, S. 398–406
3. Бачурина Н.М., Мельников Е.А., Саркисова М.А. Методический подход к оценке экономической эффективности эксплуатации локальных ПХГ // Газовая промышленность, 2019. № 2 (780). С. 92-97.

УДК 622.692.4

КИНЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РОСТА ТОЛЩИНЫ СЛОЯ ОТЛОЖЕНИЙ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА ПРИМЕРЕ НЕФТИ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

И.И. Хасбиуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва

С расширением магистральных нефтепроводов к северным нефтегазоконденсатным месторождениям России возникает необходимость решения вопросов, связанных с перекачкой товарной нефти и стабильного газового конденсата (далее – ГК) [1]. Изучение нефтегазоконденсатных смесей способствует накоплению новых экспериментальных материалов для выбора оптимальных параметров и совершенствования технологии перекачки этих углеводородных жидкостей (далее – УВЖ) в составе объединенной смеси.

В работе, проведенной специалистами ООО «НИИ Транснефть», по исследованию совместной перекачки нефти и ГК с нефтегазоносных областей Западной Сибири одним из рассматриваемых направлений являлось изучение кинетики процесса роста толщины слоя отложений асфальтосмолопарафиновых веществ (далее – АСПВ) на внутренней стенке трубы.

Данное изучение проводилось на установке для испытания присадок [2], дополнительно оборудованной съёмной трубной секцией, представляющей собой устройство вида «труба в трубе» длиной 1,8 метров и способной поддерживать заданные температурные условия при помощи криотермостата. В межтрубном пространстве на внутреннюю трубу была накручена гибкая трубка, на обоих концах которой установлены датчики давления и температуры для регистрации соответствующих параметров. В качестве УВЖ использовались нефть и нефтегазоконденсатные смеси с ГК 5 % масс. (смесь 1) и 20 % масс. (смесь 2).

При прохождении УВЖ через трубную секцию в условиях её охлаждения возникают градиенты температуры (ΔT) и давления (ΔP). Временные зависимости ΔT и ΔP носят антибатный характер: с увеличением времени эксперимента ΔT уменьшается, а ΔP повышается. Снижение ΔT можно объяснить совокупно-

стью двух явлений: I) установлением равновесной температуры циркулирующей жидкости через расходный бак установки ($T \approx 18,5^\circ\text{C}$) и охлаждаемую трубную секцию ($T = 2^\circ\text{C}$); II) постепенным увеличением толщины слоя отложений АСПВ на внутренней стенке трубки. Также повышение ΔP в ходе эксперимента обусловлено: I) увеличением вязкости жидкости при её охлаждении; II) уменьшением эффективного диаметра трубки за счёт роста толщины слоя отложений.

В соответствии с [3] найденные кинетические зависимости роста толщины слоя отложений АСПВ для нефти и смесей 1, 2 приведены на Рисунке 1. Для нефти наблюдается интенсивный рост отложений АСПВ в начале эксперимента – вероятнее всего, в тот момент, когда имеет место максимальный контакт нефти с холодной незагрязненной внутренней поверхностью трубки. После образования определенной толщины слоя отложений АСПВ наблюдается снижение активности её роста, что, скорее всего, вызвано теплоизолирующими свойствами отложений. Для смесей 1 и 2 толщина отложений АСПВ возрастает прямо пропорционально времени в начале эксперимента, а затем наблюдается небольшое снижение интенсивности роста. Очевидно, что добавление в нефть ГК приводит к монотонному протеканию процесса на протяжении всего эксперимента, а с увеличением содержания ГК в смеси скорость образования отложений АСПВ несколько замедляется.

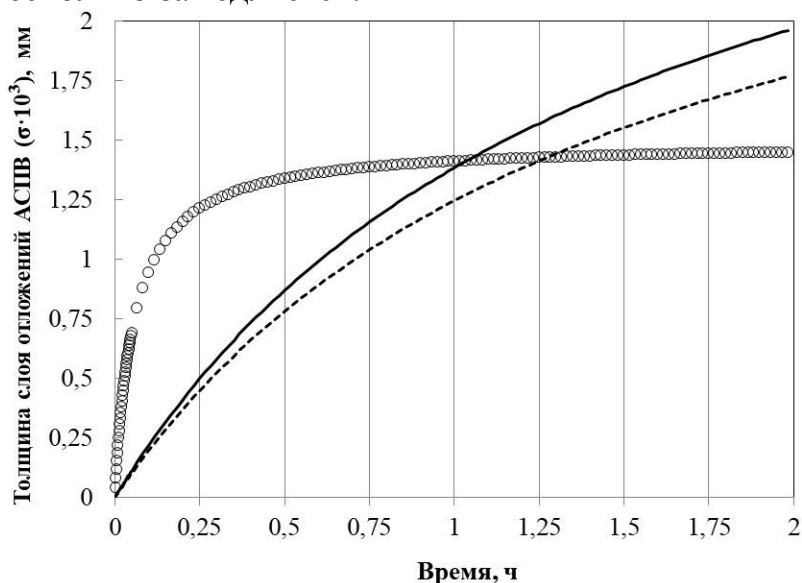


Рисунок 1 – Кинетические зависимости роста толщины слоя отложений АСПВ для нефти (○), смеси 1 (—) и смеси 2 (---)

Также характер кинетических кривых может косвенно указывать на морфологию образующихся отложений АСПВ. Возможно, что при прохождении нефти слой отложений на внутренней стенке трубки формируется более уплотненным, однородным и устойчивым, т. е. имеет достаточно прочное сцепление с поверхностью, исключающее возможность смыва, чем при прохождении нефтегазоконденсатной смеси. Тогда, из-за морфологических особенностей накопленных отложений при перекачке нефтегазоконденсатной смеси предположительно повысится степень очистки внутренних поверхностей нефтепрово-

да при проведении периодических очисток специальными техническими устройствами, что позволит обеспечить его эксплуатационную надёжность.

Таким образом, на основании полученных результатов можно заключить, что приём нефти с содержанием ГК будет способствовать повышению энергоэффективности работы магистрального нефтепровода и, вероятно, его эксплуатационной надёжности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лисин Ю.В., Сапсай А.Н., Суриков В.И., Павлов В.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты «Пурпе - Самотлор», «Заполярье - Пурпе») / Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 4 (12). С. 6–11.
2. Валиев М.И., Зверев Ф.С. Подбор противотурбулентных присадок для определенной нефти / Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт - 2017». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 42–44.
3. Маркин А.Н., Суховерхов С.В. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти / Вестник Дальневосточного отделения РАН. 2011. № 5. С. 66–71.

УДК 622.692

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОЧИСТКИ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

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

В силу истощения запасов с относительно легкой нефтью, постоянно увеличивается объем добываемой и транспортируемой высоковязкой и высокозастывающей нефти. Значительная ее часть отличается большим количеством асфальтосмолистых и парафиновых соединений (АСПО), которые формируют отложения на объектах транспорта и хранения нефти. АСПО вызывает уменьшение проходного сечения трубопровода и полезного объема резервуаров, снижая их эффективное использование.

Так, на данный момент уже является обязательной очистка нефтепроводов очистными снарядами не реже одного раза в 3 месяца. На некоторых особо подверженных нефтепроводах эту частоту приходится увеличить до одного раза в 2 недели. Аналогичная ситуация и с резервуарами: отложения формируют твердый остаток, который уменьшает полезный объем, заставляя или выводить их из эксплуатации для очистки или строить новые. При этом основная проблема, связанная с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями является их высокая механическая прочность и стойкость к химическим методам очистки. Поэтому традиционными методами очистки данные отложения удалить уже невозможно. На практике данные отложения формируют подобие внутренней трубы, которую невозможно удалить ни механическими очистными снарядами, ни растворителями, и данные участки при ремонте просто вырезают и заменяют новыми.

Стоит констатировать, что сейчас на объектах трубопроводного транспорта нефти отсутствуют одновременно высокоэффективные, доступные и безопасные методы удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений.

В настоящее время, как в России, так и за рубежом для контроля АСПО и последствий их нахождения в трубопроводе существуют и активно применяют несколько наиболее известных методов, которые позволяют с определенной эффективностью предупредить или устранить эту проблему (рисунок 1) [1].

Механические методы очистки магистральных нефтепроводов от отложений предусматривают применение очистных устройств. Но существующий метод очистки не дает высоких результатов, за исключением пропуска скребков на линейной части магистральных нефтепроводов, где высокие скорости потока позволяют обеспечить необходимые усилия воздействия на плотные слои АСПО, а частота пропусков препятствует образованию отложений большой толщины [2].

При непрохождении очистных устройств для удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений применяют альтернативные методы – тепловые либо химические.

Химические методы базируются на дозировании в транспортируемую продукцию химических веществ, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. Но при данном методе очистки нефтепроводов и резервуаров применяются дорогостоящие реагенты, способные понизить температуру застывания и вязкости парафиновых отложений [3].

Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50°C и стекать с нагретой поверхности. В настоящее время практически часто используются технологии с применением горячей воды или нефти в качестве теплоносителя, острого пара и электропечей.



Рисунок 1 – Методы удаления АСПО

Упомянутые выше методы имеют ряд недостатков: значительные материальные затраты, имеют низкую эффективность и приносят большой вред к окружающей среде. Но ужесточающиеся требования по безопасности, экологичности и экономичности требуют новых решений. В связи с этим в

настоящее время разрабатывается современный более высокоэффективный и альтернативный метод удаления отложений из нефтепроводов и резервуаров с применением ультразвукового воздействия, который поможет по-новому подойти к данной проблеме и альтернативно её решить.

Применение ультразвуковой кавитации позволит разрушать АСПО в объектах транспорта и хранения нефти, восстанавливая их проектные параметры, при этом без негативного влияния на экологию или прочность конструкции. Таким образом, экономический эффект от использования данного метода будет исчисляться миллиардами рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Павлов М.В., Применение ультразвука для очистки от асфальтосмолистых и парафиновых отложений на объектах транспорта и хранения нефти: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Павлов Михаил Валентинович – М., 2019. – 133 с.
2. Hamida, T. Effects of Ultrasonic Waves on Immiscible and Miscible Displacement in Porous Media / T. Hamida, T. Babadagli // 2005 SPE Technical Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, 2005.
3. Moritz, Edwin C. Wattenberg Field Unconventional Reservoir Case Study / Edwin C. Moritz, Natalie Barron // SPE Middle East Unconventional Gas Conference. – Abu Dhabi, 2012.

УДК 622.692.2(204.1)

ПОДВОДНОЕ ХРАНИЛИЩЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

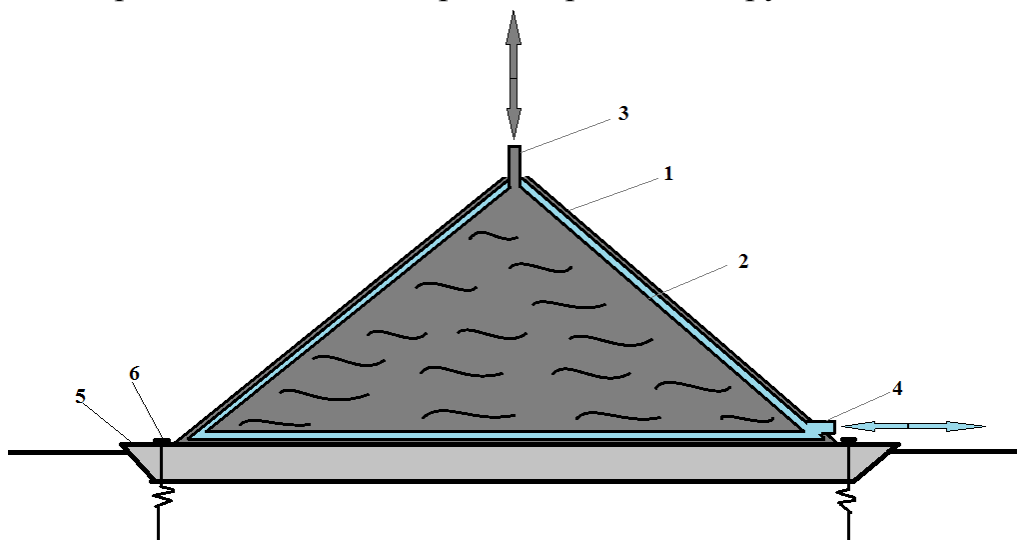
Р.Р. Хусаинов, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день отмечается постепенный перенос процесса добычи углеводородов на морские акватории. Акватории известны достаточно суровыми климатическими условиями среды. Их месторасположение определяется вдали от благоустроенных сооружений береговой инфраструктуры. Во время прокладки подводных трубопроводов возникают такие технические трудности, как большая глубина и сложный рельеф дна. При исследовании статистических данных количество отказов остается на высоком уровне. Таким образом, в процессе добычи, транспорта и хранения углеводородного сырья может возникнуть необходимость в применении подводных резервуаров на море. Данные резервуары в течении коротких сроков используются в качестве временного накапливания и выполнения различных технологических операций по загрузке углеводородов в танкеры.

Подводные хранилища играют доминирующую роль в реализации процесса концепции арктической подводной транспортной системы. Они используются для загрузки полностью погруженных подводных судов и для дальнейшей подледной транспортировки углеводородов в бассейне Северного Ледовитого океана.

Проводя анализ подводных хранилищ удалось разработать надежное, прочное, высокотехнологичное хранилище углеводородов конической формы

(рисунок 1). Данное сооружение устанавливается на дне морского шельфа при учете неблагоприятного сочетания рассмотренных нагрузок и воздействий.



- 1- корпус; 2- эластичная мембрана; 3- патрубок для слива/налива нефти;
4- патрубок для впуска/выпуска морской воды; 5- гравийное основание;
6- анкеры

Рисунок 1– Схема подводного резервуара

При изготовлении конического корпуса можно использовать дешевую хладостойкую сталь, F460W толщиной 7,5 мм.

На выровненном гравийном основании морского дна 5 располагается днище, которая крепится по периферии анкерами 6. Тем самым обеспечивается устойчивое положение хранилища при воздействии подводных течений. Но при этом исключается потеря несущей способности системы «резервуар – основание», опрокидывание, значительное размывание морского дна вблизи основания, чрезмерные смещения и тд.

С целью исключения сильных напряжений в конической оболочке необходима установка эластичной мембраны 2. Данную тканевую секцию используют для предотвращения контакта нефти и воды. С целью выравнивания давления внутри и снаружи корпуса у основания резервуара по периметру используются отверстия 4, которые дают возможность морской воде проникнуть внутрь сооружения. Они используются при заполнении и опорожнении хранилища. В эти отверстия предусмотрена установка фильтрующих элементов для предотвращения попадания внутрь хранилища посторонних предметов.

Так как тканевая секция 2 является одним целым с патрубком для слива/налива углеводородов 3, то замену возможно провести быстро и в кратчайшие сроки. В этом же месте располагается узел подключения внешней трубной обвязки для слива и налива углеводородов.

При возникновении чрезвычайной ситуации в результате разрыва мембраны, нефть будет подниматься вверх по конструкции, так как является легче воды. Таким образом необходима установка датчиков, которые будут контролировать содержание углеводородов внутри стального корпуса. Сигналы с этих датчиков передаются на пульт управления в диспетчерскую. Они служат опо-

вещением для автоматизированного закрытия задвижек. Они расположены на патрубках для заполнения хранилища морской водой. Полученная информация так же приводит к остановке насосного оборудования. Тем самым предотвращается утечка нефти в акваторию и происходит полное обеспечение герметичности данного хранилища. Тканевая секция заменяется после откачки образовавшейся в результате утечки нефтесодержащей воды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кульмач, П.П. Морские сооружения для освоения полярного шельфа / П.П. Кульмач. — Москва: 26 ЦНИИ МО РФ, 1999. — 336 с.
2. Голод, Б. И., Кошевой А. Л. Эластичные емкости для транспортировки и хранения жидких грузов. По материалам иностранной печати / Б.И. Голод, А.Л. Кошевой. — Ленинград: Судпромгиз, 1963. — 92 с.

УДК 622.691.4

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ 3S-СЕПАРАТОРА ПРИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

А.И. Чернова, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время низкотемпературная сепарация (НТС) газа наиболее распространена, как процесс промысловой подготовки природного газа с целью достижения его товарных качеств.

Качественная подготовка газа к дальнейшей транспортировке является одной из основополагающих задач, успешным решением которой занимаются уже не первый десяток лет. Согласно СТО Газпром 089–2010, температура точки росы по воде (ТТРв) при 3,92 МПа не должна превышать в холодных районах в зимний период -20°C , как самое критическое значение. В то же время температура точки росы по углеводородам (ТТРуv) должна быть не выше -10°C в зимнее время. Данные физико-химические показатели должны строго соблюдаться, особенно принимая во внимание стратегию развития компании на 2035 г., направленную на повышение глубины извлечения C_{2+} компонентов, как ценных углеводородных компонентов для дальнейшей переработки.

На сегодняшний день известно несколько технологий по выделению и разделению C_{2+} фракции, большая часть из которых основана на НТС в различных тепловом исполнении узла редуцирования. Перспективной и многообещающей технологией является применение 3S-сепараторов вместо классического узла редуцирования [2].

Преимущества данной технологии весьма существенны [3]:

- малые габариты установки;
- отсутствие движущихся частей;
- низкие капитальные затраты и эксплуатационные издержки;
- более высокая эффективность, однако на сниженный срок по сравнению с классическим вариантом;
- экологическая безопасность.

Отличительной особенностью 3S-сепараторов выступает снижение давления и температуры в закручивающем устройстве в форкамере с целью увеличения скорости потока, тем самым разделение его на две составляющие: подготовленный товарный газ и газожидкостную смесь, обогащенную жидкими компонентами, и последующим увеличением давления с сохранением большей части энергии, которая обычно терялась [1]. Подтверждением эффективности 3S-технологии являются несколько примеров.

В 2007 г. ОАО «Роснефть» применила 3S-сепаратор на установке комплексной подготовки нефти (УКПГ) Губкинского месторождения, что способствовало понижению точки росы по углеводородам и воде на 20 °С по сравнению с ранее использованной схемой с клапаном Джоуля-Томсона. Данная установка до сих пор успешно эксплуатируется, обеспечивая подготовку до 80 000 нм³/час природного газа при входном давлении в 70-80 атм.

В 2009 г. на Заполярном месторождении ОАО «Газпром» были проведены межведомственные испытания 3S-сепаратора, по результатам которых данная установка была рекомендована к применению на других объектах транснациональной энергетической компании. Установка 3S-сепаратора позволила понизить температуру точки росы по углеводородам с -20 °С до -40 °С.

Китайская государственная компания Petrochina в 2011 г. запустила блок 3S-сепарации на установке переработки газа на месторождении УАНА. Данный блок, состоящий из двух 3S-сепараторов, снизил точку росы по углеводородам в товарном газе более чем на 20 °С по сравнению со стандартной схемой с клапаном Джоуля-Томсона. При этом давление газа на входе в установку составило 108 атм в то время как расход газа – 160 000 нм³/час.

Успешное применение 3S-сепарации на месторождениях подтверждает перспективность развития данной технологии в решении задач по подготовке газа к транспорту и обеспечению глубокого извлечения из газа целевых компонентов.

Однако остается ряд нерешенных задач, представляющих интерес с практической и научной точки зрения. В частности: необходимость доведения скорости газового потока до сверхзвуковой, а также влияние изменения скорости потока на дальнейшее качество сепарации. Отдельно необходимо рассматривать вопрос эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев О.П., Минигулов Р.М., Корытников Р.В., Багиров Л.А., Имаев С.З. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений // Наука и Техника в газовой промышленности. 2009. № 2 (38). Стр. 4-10;
2. Имаев С.З., Багиров Л.А., Войтенков Е.В. Новые российские технологии сепарации природных газов и возможности их использования для месторождений на шельфе // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 11 (166). Стр. 68-73;
3. Имаев С.З., Войтенков Е.В., Николаев Е.А. Возможности использования сверхзвуковых технологий обработки газа в подводных добычных комплексах // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 9 (176). Стр. 52-57.

АНАЛИЗ МЕТОДИК МАСШТАБИРОВАНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ВВЕДЕНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОД

Чэнь Ян, А.М.Нечваль, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время введение противотурбулентных присадок (ПТП) и поверхностно-активных веществ (ПАВ) в поток для снижения гидравлического сопротивления широко применяется в трубопроводном транспорте. Однако, возникает сложность расчета гидравлической эффективности при переносе результатов, полученных в экспериментальных условиях, на промышленный трубопровод [1]. В данной работе приведён анализ существующих методик масштабирования и их пригодности для прогнозирования гидравлической эффективности в условиях промышленных трубопроводов.

1. Модель $DR-u_\tau$. Приведены экспериментальные исследования водного раствора с присадкой Separan AP-273 при концентрации $\theta=20$ ppm в трубах диаметром 2 мм, 10 мм, 22 мм и 52 мм [1]. Получена гидравлическая эффективность DR в зависимости от динамической скорости раствора u_τ (рисунок 1), где в диапазоне $u_\tau=(0-0,1)$ м/с погрешность результатов расчета не превышает 15%.

2. Модель $DR-u_w^*$. При тех же экспериментальных условиях [1] для упрощения модели $DR-u_\tau$ предложена модель $DR-u_w^*$ (u_w^* – динамическая скорость растворителя), представленная на рисунке 2. Показано, что погрешность результатов расчета не превышает 10%.

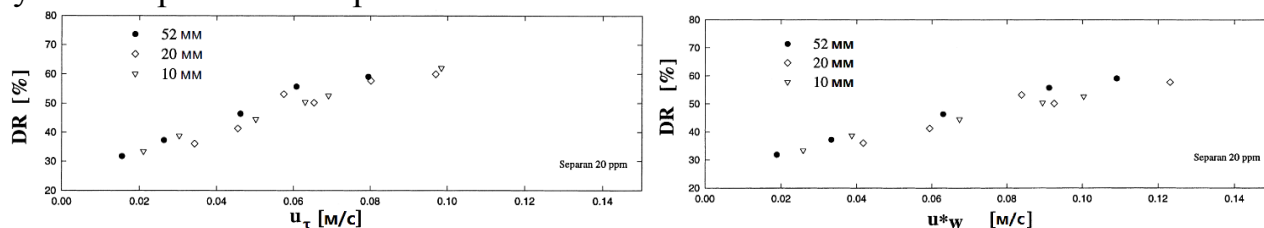
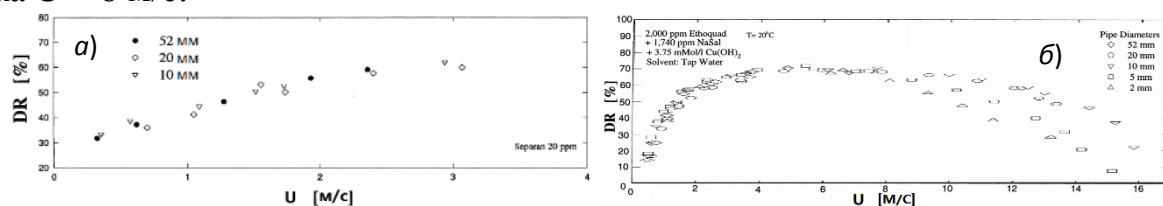


Рисунок 1 – Гидравлическая эффективность DR в зависимости от динамической скорости u_τ ; Рисунок 2 – Гидравлическая эффективность DR в зависимости от динамической скорости растворителя u_w^*

3. Модель $DR-U$. При тех же экспериментальных условиях [1] автором предложена модель $DR-U$ (U – средняя скорость) при введении ПТП и ПАВ на (рисунок 3). Установлено, что для ПТП при $U=(0-3)$ м/с относительная погрешность не превышает 7%, а для ПАВ при $U=(0-8)$ м/с погрешность расчетных данных практически отсутствует и заметно возрастает при средней скорости потока $U>8$ м/с.



а) – ПТП; б) – ПАВ

Рисунок 3 – Гидравлическая эффективность DR в зависимости от средней скорости U

4. Модель τ_w-U . В работе [1] приведены экспериментальные исследования

водного раствора с ПАВ Ethoquad T-13 при концентрации $\theta=2000$ ppm [2] (Рисунок 4). Результаты расчетов показывают, что для ПАВ разброс масштабирования по модели τ_w-U в трубах различных диаметров превышает 20%.

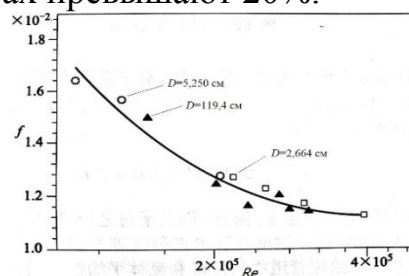
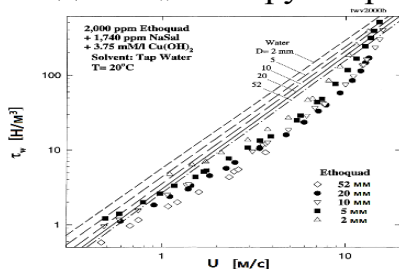


Рисунок 4 – Напряжение сдвига стенки τ_w в зависимости от средней скорости U

Рисунок 5 – Эффект снижения сопротивления по модели $f(Re, \lambda, D)$

5. Модель $f(Re, D)$. В работе [3] приведена модель масштабирования прогнозируемой гидравлической эффективности ПТП:

$$DR^D(Re^D) = DR^d\left(\frac{d}{D} Re^D\right), DR^d(Re^d) = DR^D\left(\frac{D}{d} Re^d\right). \quad (5)$$

Предлагаемая модель применима только при равенстве среднемассовых скоростей и равенстве концентрации в растворе одной и той же присадки.

6. Модель $f(U, u_\tau, D)$. Уилсоном в работе [4] предложена модель масштабирования при вводе в трубопровод ПТП и ПАВ:

$$u_2^+ = u_1^+ + 2,5 \ln(D_2/D_1), \quad (6)$$

где $u^+ = U/u_\tau$; 1,2 – индексы, соответствующие различным диаметрам труб.

7. Модель $f(Re, \lambda, D)$. Методика масштабирования для ПТП по модели $f(Re, \lambda, D)$ приведена в [5]. Результат показан на рисунке 5 при относительной погрешности менее 10%.

$$1/\sqrt{\lambda_2} = 1/\sqrt{\lambda_1} + 2 \lg(D_2/D_1)(\nu_1/\nu_2) \quad (7)$$

$$Re_2 = (\sqrt{\lambda_1/\lambda_2})(D_2/D_1)(\nu_1/\nu_2) Re_1 \quad (8)$$

Анализ указанных моделей позволяет сделать следующие выводы:

1. Модель $DR-U$ и модель $f(Re, \lambda, D)$ могут быть предложены для прогнозирования DR для ПТП в трубопроводах различных диаметров; 2. Для ПАВ предполагается использовать модель $DR-U$ при $U < 8$ м/с и модель τ_w-U при $U > 8$ м/с; 3. Для деградированных ПТП требуются дальнейшие исследования при разработке модели DR .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Gasljevic K, Aguilar G, Matthys E F. An improved diameter scaling correlation for turbulent flow of drag-reducing polymer solutions[J]. Journal of non-newtonian fluid mechanics, 1999, 84(2-3): 131-148.
2. Gasljevic K, Aguilar G, Matthys E F. On two distinct types of drag-reducing fluids, diameter scaling, and turbulent profiles[J]. Journal of non-newtonian fluid mechanics, 2001, 96(3): 405-425.
3. Синельников С. В., Жолобов В. В., Талипов Р. Ф. О Масштабировании при прогнозировании гидравлической эффективности высокомолекулярной присадки в трубопроводах //Трубопроводный транспорт углеводородов. – 2019. – С. 49-57.
4. Wilson K C. Additives: Theoretical models[J]. RHJ Sellin and RT Moses (eds.), 1989.
5. Hoyt J W. Scale-up from laboratory pipe-flow data to large flows[C]//Fluids Engineering Division Summer Meeting. 2003, 36967: 745-749.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ УТЕЧЕК: ИННОВАЦИИ И ЭКОНОМИКА

Е.В. Щурова, ПАО «Транснефть», г. Москва

Результаты исследований по итогам оценки технического и технологического уровня ПАО «Транснефть» в сравнении с зарубежными компаниями-аналогами (технологического аудита), проведенной в 2015-2016 годах независимой экспертной организацией – международной консалтинговой компанией KPMG показали, что по направлению «Обнаружение утечек из резервуаров» в ПАО «Транснефть» не используются современные технологии, нашедшие применение за рубежом. Ценой вопроса является принятие решения о разработке новых систем контроля утечек, аналогичных западным, требующей немалые финансовые вложения. Ответ должны дать результаты исследования, целью которого являлась оценка возможности и целесообразности применения автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров, эксплуатируемых на объектах организаций системы «Транснефть».

Для решения задачи проведен анализ отечественных и зарубежных нормативных документов в области проектирования и эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, а также мирового опыта практического применения систем и технологий по обнаружению утечек нефти и нефтепродуктов из резервуаров объектов нефтяной промышленности. Детально исследованы современные технологии обнаружения утечек из стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, применяемых на объектах зарубежных трубопроводных компаний (ОАО «Гомельтранснефть Дружба» (Республика Беларусь), АО «МЕРО Ч.Р.» (Чешская Республика), АО «ТРАНСПЕТРОЛ» (Словацкая Республика), АО «Каспийский Трубопроводный Консорциум» (Республика Казахстан)), а также существующие системы обнаружения утечек, основанных на применении датчиков, зондов и кабелей, чувствительных к нефти и нефтепродуктам (таких как, например, датчики производства Leek Technologies (США), зонды производства CMR Electrical (Великобритания), SST (Испания), применяемые ведущими зарубежными компаниями-аналогами.

Выявлено, что зарубежные системы контроля утечек включают в себя как датчики загазованности, делая их аналогом автоматизированной системы обнаружения утечек, применяемой в ПАО "Транснефть", так и датчики измерения удельной проводимости или диэлектрической проницаемости, делая их аналогом зондирования, также применяемого в ПАО "Транснефть".

Для обнаружения утечек в резервуарах ПАО "Транснефть" используются следующие виды контроля утечек:

- периодический контроль утечек путем визуального осмотра резервуара на предмет наличия отпотин на стенке и следов выхода

нефти/нефтепродукта на отмокту из-под днища резервуара, а также в колодце для контроля утечек,

- постоянный контроль утечек путем автоматизированного контроля загазованности в дождеприемном колодце с хлопушкой.

В ходе дальнейшего исследования необходимо проанализировать методы и технологии обнаружения утечек, на основе которых возможно построение автоматизированной системы контроля герметичности и дистанционного выявления утечек из резервуаров для применения на объектах нефтепроводов:

- методы, основанные на применении точечных датчиков, зондов и кабелей, чувствительных к нефти и нефтепродуктам;

- методы, основанные на применении датчиков, чувствительных к парам нефти и нефтепродуктов;

- объемный метод;

- акустико-эмиссионные методы;

- методы, основанные на применении волоконно-оптических датчиков;

- геофизические методы;

- методы, основанные на оперативном учете нефти (нефтепродуктов).

В результате анализа методов обнаружения утечек будут установлены наиболее перспективные технологии, на основе которых возможно построение автоматизированной системы обнаружения утечек из резервуаров, и определена их экономическая эффективность.

**СЕКЦИЯ
«СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

ПРОБЛЕМА ОСАЖЕНИЯ АСПО НА ВНУТРЕННИЕ СТЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.А. Абдуллина, И.Р. Фархетдинов, УГНТУ, г. Уфа

Трубопроводный транспорт нефти является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России и основан на принципе непрерывного действия.

Качественный состав нефти, принимаемый в систему магистрального трубопровода от грузоотправителей, в последние годы ухудшается. Прогнозные данные, представленные нефтяными компаниями, показывают, что такая динамика будет устойчивой. А значит проблема осаждения АСПО на внутреннюю стенку трубопровода в процессе транспортировки нефти будет ухудшаться.

Наличие АСПО в технологическом трубопроводе нефтеперекачивающих станций приводит к уменьшению пропускной способности трубопровода. Пропускная способность трубопровода – это объем или масса проходящего за единицу времени продукта. Если сечение трубопровода слишком мало, это приводит к недостаточному напору даже при больших давлениях. В результате уменьшения проходного сечения увеличиваются энергозатраты на перекачку нефти за счет наличия сопротивления движению потока нефти, повышается износ оборудования и может произойти закупорка трубопровода за счет нарастания слоя АСПО на стенках. Все это повышает риск возникновения аварийных ситуаций на нефтеперекачивающих станциях.

Во время эксплуатации трубопроводы находятся в напряжённом состоянии, подвергаясь воздействию многочисленных нагрузок. Прочностные показатели трубопровода должны обеспечить его работоспособность в любых условиях и ситуациях. Все нагрузки и воздействия на магистральный трубопровод подразделяются на постоянные и временные. К постоянным нагрузкам и воздействиям относят те, которые действуют в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода: собственный вес трубопровода, вес изоляционного покрытия, вес и давление грунта, гидростатическое давление нефти [1]. Сюда также можно отнести и АСПО в технологическом трубопроводе. Так как в настоящее время технологический трубопровод линейных производственных насосных станций не очищается, в связи со сложной конфигурацией, наличием переменных сечений, поворотов и тройников, в течение всего жизненного цикла трубопровода на стенках накапливается достаточно большое количество АСПО. Это в свою очередь ведет к возникновению дополнительных напряжений в стенке трубы, что влечет за собой повышение опасности разрушения трубопровода.

Еще одной проблемой является то, что из-за сужения проходного сечения технологического трубопровода при технологических переключениях на нефтеперекачивающих станциях, особенно при минимальном уровне нефти в резервуарном парке, на подпорном центробежном насосе, обеспечивающем забор нефти из резервуарного парка и подкачку в магистральный насосный агрегат, может произойти кавитация. Кавитация в центробежных насосах – это гид-

родинамическое явление, которое зависит от гидродинамических качеств рабочих органов машины и физических свойств жидкости. Кавитация в насосах обычно начинается при падении давления до значения, равного или меньшего давления упругости насыщенного пара и сопровождается нарушением сплошности потока с образованием полостей, насыщенных паром и растворенными в жидкости газами. Последствия кавитации в насосах сопровождается признаками, отрицательно сказывающимися на работе насоса. Иногда кавитация приводит к повреждениям элементов рабочих колес и корпусных деталей, может произойти прекращение подачи, напора и КПД насоса и как следствие аварийная остановка нефтеперекачки [2].

Еще одним негативным последствием наличия АСПО на стенках трубопровода является то, что повышение содержания в перекачиваемой нефти отложений ведет к снижению общего выхода легких низкокипящих фракций, что говорит о негативном влиянии присутствия высокопарафинистых компонентов в формируемой смеси. С увеличением доли смол и асфальтенов растет количество гетероорганических и серосодержащих соединений, что ведет к увеличению затрат на подготовку и переработку нефти. Поэтому, ввиду того что нефтеперерабатывающие заводы предъявляют высокие требования к принимаемой нефти, компании, транспортирующие нефть, должны обеспечивать качественный состав поставляемой нефти.

Немаловажной проблемой являются сложности эксплуатации оборудования и ремонта трубопровода из-за наличия АСПО на стенках технологического трубопровода. АСПО осложняют закрытие и открытие запорной арматуры, регулирование клапанов и заслонок, а также закупоривают сечения пробоотборников и манометров. При ремонте участков технологического трубопровода наличие АСПО в трубопроводе усложняет ход работ, так как на очистку от парафина внутренней полости трубопровода затрачивается дополнительное время.

Наряду с проблемами негативного влияния АСПО на процесс транспортирования нефти и эксплуатацию оборудования серьезной проблемой является утилизация АСПО. В России ежегодно образуется несколько сотен тысяч тонн АСПО. Несмотря на то, что АСПО обладают заложенным в них значительным энергетическим и материальным ресурсом, практически отсутствуют технологии их переработки с получением энергии и товарных продуктов. При сложившейся практике их утилизации в шламовых амбарах, иловых картах и отвалах на длительные сроки задалживаются земельные ресурсы, создается высокая экологическая нагрузка на объекты окружающей среды и теряется ресурсный потенциал отходов, что противоречит принципам устойчивого развития [3].

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что данная проблема на сегодняшний день является актуальной. Изучение средств и технологий очистки трубопроводов представляет значительный практический интерес и нуждается в глубоком изучении и разработке методов удаления АСПО в технологическом трубопроводе, а также предотвращения их образования в процессе эксплуатации трубопроводов. [4]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 33.13330.2012 Свод правил. - Расчет на прочность стальных трубопроводов - Нагрузки и воздействия – Москва: Издательство АО "Кодекс"
2. Кавитация в центробежных насосах [Электронный ресурс]: научный журнал / Насос. Оборудование. Технологии. – режим доступа к журн.: www.nektonnasos.ru
3. Вайсман В.Н. Перспективы переработки асфальтосмолопарафиновых отложений / Я.И. Вайсман, В.Н. Коротаев, Ю.В. Куликова, Н.Н. Слюсарь, Т.Г. Филькин // Нефтяное хозяйство. – 2013.
4. Абдуллина Д.А. Негативное влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на транспортирование нефти // Инновации. Наука. Образование. - 2020, №20, С. 879-885.

УДК 422.492.4

УТИЛИЗАЦИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ

М.Т. Айткулов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа

Утилизация и переработка бурового шлама – важный и необходимый процесс, производимый крупнейшими нефтедобывающими корпорациями. Такой процесс позволяет сохранять окружающую среду и избавляться от вредных химических веществ, негативно влияющих на природу. На данный момент распространенным методом утилизации буровых отходов является его хранение в амбаре с дальнейшей утилизацией при строительстве и использовании бурового оборудования.

До принятия решений по утилизации буровых отходов первым делом нужно их обезвредить.

Существуют следующие способы утилизации буровых отходов, такие как:

- термический – процесс заключается в сжигании отходов в специализированных амбарах, различных печах при высоких температурах с дальнейшим получением исходного материала для получения битума;
- физический – способ заключается в захоронении шлама в специальных могильниках, также в замораживании отходов или в разделении в центробежном поле с дальнейшей раздельной утилизацией;
- химический – основан на проведении экстракции с добавлением в шлам химических растворителей, а затем отвердителей, в состав которых могут входить глина, цемент, смолы, полиуретан и т.д.;
- физико-химический – метод основан на изменении свойств вещества и утилизации с помощью специальных установок;
- биологический – способ основан на уровне микробиологического разложения, в котором обезвреживание отходов обуславливается путем уничтожения веществ, позволяющих поддерживать собственную жизнедеятельность.

После процесса обезвреживания буровые отходы можно захоронить в могильниках либо отправить на переработку и получить из них материал для строительства.

При утилизации и переработке в основном комбинируют способы обезвреживания.

Одним из эффективных способов на данный момент является утилизации отходов путем их солидификации. Данный метод основан на смешивании очищенного бурового шлама со специальными сорбентами и цементом. Сорбент нейтрализует токсичные вещества, которые после смешения с цементом образуют форму, нерастворимую ни при каких погодных условиях. Другими словами, этот метод применяется для дальнейшего изготовления из него материалов для строительства.

Материалы, получаемые из буровых отходов можно использовать, для:

- обустройства откоса дорог;
- рекультивации шламовых амбаров;
- обустройства основания дорог;
- обустройства основания кустовых площадок.

В настоящее время существует установка, способствующая утилизации бурового шлама – технологическая установка термомеханической очистки шлама, предназначенная для переработки загрязненных отходов бурения, таких как типичный шлам, буровая грязь или отработанный буровой раствор. Ожидается, что состав такого исходного материала будет следующим:

- содержание сухой твердой фазы: 40-80% веса;
- содержание сырой нефти: 10-30% веса;
- содержание воды: 10-30% веса.

Для уменьшения бюджетных средств на переработку буровых отходов и для сохранения окружающей среды от их воздействия многие компании используют осушитель бурового шлама. Он представляет собой вертикальную центрифугу, перерабатывающую отходы. Технология очистки устройства основана на создании центробежных сил для разделения жидких и твердых фаз, содержащихся в отработках. Соответственно, после удаления жидкой фазы шлам становится суше.

Переработку отходов бурения осуществляют компании, специализирующиеся на охране природной среды. Вывоз и утилизацию буровых отходов также осуществляют организации, производящие откачку, перемещение или обезвреживание и переработку отходов. Перевозка буровых отходов производится с помощью транспорта, имеющего специальные емкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Благоев, О.Н. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения: учебно-методическое пособие/ О.Н. Благоев, Г.Г. Васильев, Ю.А. Горяинов и др. – М.: ООО "Типография ИПО профсоюзов Профиздат", 2003. – 318 с.
2. Быков, Л.И. Типовые расчёты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: Учебное издание для ВУЗов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К.Рафиков, и др. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
3. Мустафин, Ф.М., Технология сооружения газонефтепроводов: учебник / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, С. К. Рафиков. -Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.

СООРУЖЕНИЕ АМБАРОВ ДЛЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ*М.Т. Айткулов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа*

Одной из важнейших экологических задач при строительстве подводного перехода методом наклонно-направленного бурения является защита окружающей среды от загрязнения образующимся буровым шламом и используемыми в процессе бурения материалами и химическими реагентами, имеющими различную степень токсичности. Если по проектным решениям предусмотрена амбарная технология, то накопление и временное хранение отходов бурения осуществляется в шламовых амбарах на территории площадки строительства.

Шламовый амбар – это технологически необходимое временное сооружение природоохранного типа, являющееся составляющей частью площадки строительства, предназначенное для сбора, обезвреживания, а также захоронения бурового шлама не выше IV класса опасности, образующихся при бурении скважины.

Основной задачей по устройству и возведению амбаров является создание необходимых условий для обеспечения защиты окружающей среды, заключающихся в применении инженерных и технических решений, гарантирующих экологическую безопасность района строительства.

Данная задача должна быть решена с соблюдением условий, отраженных в технических решениях проекта строительства. К таким решениям относятся:

- обеспечение надежной защиты окружающей среды и населения от отходов бурового раствора;
- обеспечение несущей способности и устойчивости грунтовых оснований амбаров;
- создание условий по рациональному использованию земельных ресурсов и разработка решений по его рекультивации.

Амбары для отработанного бурового раствора должны быть предусмотрены на обоих берегах. Объемы амбаров должны учитывать объем выбуренной породы и ее содержания в пульпе (10%-30%); а также частичное поглощение раствора в рыхлых грунтах.

Размеры амбаров в плане, их профиль и глубина должны учитывать характеристики грунта, глубину залегания грунтовых вод. В местах, где уровень грунтовых вод высокий, допускается сооружение амбара из насыпного грунта. Дно и стенки амбара должны исключать возможность попадания бурового раствора в грунтовые воды, для этой цели должны быть использованы резиноканевые материалы.

В проекте производства работ должны содержаться технические решения по локализации и устранению разливов бурового раствора и пластовых флюидов. Для локализации зон выхода раствора на поверхность должно предусматриваться:

- устройство обвалований;
- развертывание резиноканевых емкостей для сбора бурового раствора;
- перекачивание раствора в приемные амбары для регенерации, либо для

вывоза и утилизации;

- установка боновых заграждений или кессона в случаях прорыва бурового раствора в урезах или русле реки, откачка раствора в плавучую емкость или береговой амбар.

Очевидно, что особые требования с точки зрения окружающей среды должны предъявляться к защитным противофильтрационным экранам амбаров, так как охрана почвы и грунтов вод требует надежной защиты для создания барьера против распространения загрязнения. Грунтовое основание амбара должно иметь водонепроницаемый защитный искусственный либо естественный экран.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Благов, О.Н. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения: учебно-методическое пособие/ О.Н. Благов, Г.Г. Васильев, Ю.А. Горяинов и др. – М.: ООО "Типография ИПО профсоюзов Профиздат", 2003. – 318 с.
2. Быков, Л.И. Типовые расчёты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: Учебное издание для ВУЗов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К.Рафиков, и др. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.

УДК 622.692.4.07

АНАЛИЗ ПРОЧНОСТНОГО РАСЧЕТА ЗИГЗАГООБРАЗНОЙ ПРОКЛАДКИ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

В.В. Акчермушев, Д.А. Жигулин, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа

Надземная прокладка трубопровода играет все возрастающую роль, поскольку активно ведется строительство надземных газонефтепроводов в условиях Западной Сибири и Крайнего Севера. Однако при проектировании, строительстве и эксплуатации надземных трубопроводов существуют проблемы, решение которых является актуальным на сегодняшний день.

Распространенной схемой прокладки надземного трубопровода, особенно в условиях многолетнемерзлых грунтов, является зигзагообразная прокладка. Очень ярким примером может служить Трансаляскинский нефтепровод, который является одним из наиболее надежных и защищённых трубопроводов в мире.

Наиболее важным и первостепенным моментом при проектировании надземного трубопровода является его расчет на прочность. Нормативные документы по проектированию и строительству магистральных трубопроводов не дают конкретной информации по расчету зигзагообразной конструкции на прочность, ссылаясь на то, что параметры следует определять в соответствии с общими правилами строительной механики [1].

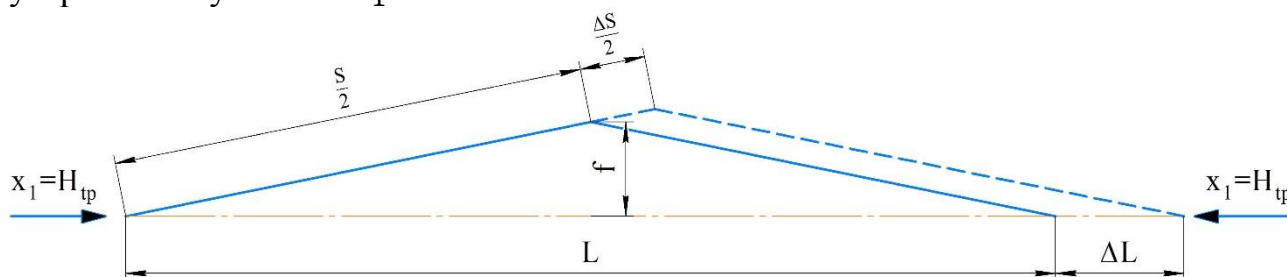
Методику расчета зигзагообразной прокладки трубопровода в виде змейки можно встретить в учебнике [2], где авторы Петров И.П. и Спиридонов В.В. рассматривают все возможные варианты надземной прокладки трубопроводов.

Проанализировав формулы для расчета параметров зигзагообразной прокладки трубопровода, изложенные в учебнике [2], установлено следующее.

Во-первых, формулы для определения удлинения трубопровода от изменения температуры $\Delta s_t = \pm \alpha \Delta t s$ (1) и внутреннего давления $\Delta s_p = \frac{0,2\sigma_{\text{кц}}}{E} s$ (2) справедливы для случаев, когда перемещениям трубопровода не оказываются сопротивления (к примеру, если бы трубопровод находился на роликах).

Во-вторых, должен исследоваться бесконечный трубопровод, каждый участок которого влияет на перемещения соседних участков. В связи с этим, формулы увеличения и уменьшения начальной стрелки «змейки» при удлинении трубопровода на величину Δs_1 и укорочении на величину Δs_2 , полученные на основе вышеприведенных формул (1) и (2), также не точны.

В-третьих, формула для определения продольной силы H_{tp} от удлинения трубопровода, вызванного изменением температуры стенок труб и внутренним давлением, справедлива при отсутствии перемещений в расчетной схеме (рисунок 1), то есть возможное изменение длины трубопровода от действия Δt и p устраняется усилием x_1 .



L – расстояние между неподвижными опорами; f – начальная величина прогиба;
 $x_1 = H_{tp}$ – продольная сила от удлинения трубопровода, вызванного изменением температуры стенок труб и внутренним давлением; S – длина трубопровода между неподвижными опорами; ΔS – удлинение трубопровода от изменения температуры и внутреннего давления

Рисунок 1 – Расчетная схема полуволны «змейки»

В-четвертых, сами авторы [2] отмечают, что все расчеты производились без учета силы трения трубопровода о промежуточные опоры.

Следовательно, методика прочностного расчета зигзагообразной прокладки надземного трубопровода требует основательной корректировки или полного пересмотра.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: ФАУ ФЦС «Госстрой», 2012. – 92 с.
2. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.

РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ МОБИЛЬНОЙ АЗОТНОЙ СТАНЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ

Д.В. Алешкин, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

При рассмотрении современных направлений развития трубопроводного транспорта наблюдается тенденция постоянного повышения требований безопасности производства огневых и газоопасных работ на линейной части магистральных газопроводов, а также на газораспределительных станциях.

Технология вытеснения природного газа инертной средой при проведении различных видов работ уже нашла свое применение, но в настоящее время мобильные технические средства для вытеснения природного газа инертной средой отсутствуют, поэтому акцент делается на мобильности устройства, так как некоторые объекты, требующие проведения данных видов работ, находятся на значительных расстояниях от населенных пунктов, доставка крупногабаритного оборудования к ним осложнена дальностью перевозки и чаще всего пересеченной местностью.

Разработка мобильного комплекса для выработки инертного газа, которым будет являться азот, позволит обеспечить безопасное производство работ на трассе магистрального газопровода, в емкостях, сосудах, а также на прочих удаленных объектах.

Одним из вариантов исполнения такой станции может стать шасси автомобиля с расположенной на нем компрессорной установкой, использующей природный газ в качестве топлива. Данный комплекс является экспериментальным. Подобное техническое устройство ранее не разрабатывалось.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К. и др. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / СПб.: Недра, 2011. – 729 с.
2. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / Коршак А. А., Коробков Г.Е., Душин В.А., Набиев Р.Р. - Уфа, 2000. - 170 с.
3. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Х. А. Азметов, Р. С. Гумеров, М. Г. Векштейн. М.: Недра, 1998. 272 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ МЕХАНИЧЕСКОГО И МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Р.Г. Аскарлов, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа

При эксплуатации нефтегазопроводов одним из ключевых вопросов, определяющих, с одной стороны, надежность и безопасность данных опасных производственных объектов, а с другой — эффективность их обслуживания, являются нормы оценки качества труб с дефектами. Как правило, принятию подобных норм предшествуют многочисленные аналитические и эксперимен-

тальные исследования, в рамках которых изучается поведение той или иной группы дефектов под действием различных нагрузок и воздействий, характерных для рассматриваемой конструкции [1] (нефтегазопровода).

Такой научно обоснованный подход, в достаточной мере был реализован применительно к таким группам дефектов, как, «потеря металла», «трещины» и «вмятины», что привело к принятию технически обоснованных норм оценки дефектности труб с указанными повреждениями [2].

Однако, для группы дефектов типа «расслоение металла» ситуация несколько иная. Образование подобных дефектов является достаточно распространенным явлением не только на стадии производства трубной продукции, но и на этапе эксплуатации нефтегазопроводов [1], в т.ч. с значительным сроком эксплуатации (около 70 лет).

Основной документ по дефектовке труб [2] содержит только краткое упоминание об этой группе дефектов без разделения и структурирования видов расслоения, а также имеются определенные противоречия в оценке степени его опасности.

Применительно к дефектам расслоения выполняется оценка их опасности при разных условиях эксплуатации, с применением аналитических моделей, экспериментальных работ, а также посредством моделирования в системе ANSYS.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Толстов, А.Э. Экспериментальные исследования влияния расслоений металла на работоспособность трубопроводов / А.Э. Толстов, А.Е. Зорин, Е.Е. Зорин // Экспозиция Нефть Газ.- 2018.- №7(67).- С. 62-65
2. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов: нормативный документ ПАО «Газпром» / В.А. Маркелов.- Москва: ПАО «Газпром», утверждена 05.09.2013г.- 117с.

УДК 422.492.4

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО МАТЕРИАЛА ACS ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

М.А. Асылбеков, Г.С. Шарпина, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа

ACS - синтетический материал с исключительными антикоррозионными свойствами, способный обеспечить защиту магистральных трубопроводов от химической и электрохимической коррозии, имеющий в составе ингибиторы для защиты от коррозионного растрескивания под напряжением. Химический состав антикоррозионного материала ACS позволяет обеспечить адгезию к стальным и пластиковым поверхностям. Благодаря своим окислительным свойствам, материал продлевает срок службы заводской изоляции во всем температурном диапазоне использования. Не содержит опасных веществ для здоровья и окружающей среды.

Предлагается использование антикоррозионного материала ACS для защиты от коррозии переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. В данной работе предлагается последовательность организации и технологии производства работ по защите от коррозии перехода магистрального нефтепровода под автомобильной дорогой. Работы проводятся в следующей последовательности.

Проведение замера сопротивления «кожух-труба» до начала производства работ для проверки отсутствия электрического контакта.

Разработка котлована на глубину 1,5 м с помощью экскаватора, далее вручную величина откосов 1:1.

Подготовка внутренней полости кожуха к заполнению антикоррозионным материалом: промывка до отсутствия механических примесей в воде, просушка теплым воздухом и контролем высыхания с противоположного торца кожуха, при температуре воздуха ниже +5 °С работы производятся с применением палаток и подогревающего оборудования.

Перед сверлением технологических отверстий для приварки патрубков необходимо установить защитный экран в полость между магистральным нефтепроводом и кожухом из стального листа шириной 20-25 см, толщиной не менее 3 мм.

Вырезка четырех технологических отверстий в кожухе:

начало кожуха (по ходу нефти) - 2 шт на 12 часов по часовому циферблату, ориентировочно на расстоянии 90 и 150 см от торца кожуха;

конец кожуха (по ходу нефти) - 1 шт на 12 часов по часовому циферблату, ориентировочно на расстоянии 70-90 см от торца кожуха и 1 шт на 6 часов по часовому циферблату, ориентировочно на расстоянии 70-90 см от торца кожуха.

Приварка четырех патрубков (с наружной резьбой для заглушек и кранов) сплошным швом по периметру технологических отверстий.

Очистка всех прилегающих поверхностей с помощью абразивных материалов и обезжиривание ацетоном.

Герметизация торцов кожуха.

Закачка антикоррозионного материала ACS (в подогретом до температуры 65-90°С состоянии) из автогудронатора через приваренные патрубки с бровки траншеи.

Закрытие патрубка после подтверждения заполнения кожуха антикоррозионным материалом. Контроль полноты заполнения всей протяженности кожуха с контролем через патрубки стравливания воздуха.

Доливка подогретого материала ACS в кожух через патрубки.

Проведение замера защитного потенциала магистрального нефтепровода и защитного кожуха для определения разности потенциалов, и сопротивления «кожух-труба».

Заглушение патрубки резьбовыми заглушками, герметизация заглушек патрубков полиуретановым покрытием.

Обратная засыпка котлована.

Проверка контакта точек дренажа и отсутствие повреждений кабельных линий КИК, проверить работоспособность протекторных установок.

Изоляция торцов кожуха: на расстоянии 20-25 см поставить опорную стену из полистирола и закрепить ее полиуретановой пеной, после чего оставить на 30 мин для набора прочности. Заизолировать опорную стену мастикой. Создать из полиуретановой пены конус с опорой на мастику и выходом за торец трубы защитного кожуха на 5-10 см. Смонтировать на подготовленный торец кожуха термоусаживающуюся манжету Тиал-М 1016х900 мм. Смонтировать на манжету Тиал-М защитное укрытие.

Антикоррозионный материал обеспечивает защиту перехода магистрального нефтепровода от коррозии.

УДК 622.692.4.07

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Д.А. Ахмадыльшин, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа

В соответствии с действующими строительными нормами и правилами и локальными нормативными актами ПАО «Газпром», до ввода объектов магистрального транспорта газа в эксплуатацию предусмотрена их очистка, испытание на прочность и проверка на герметичность. Цель очистки внутренней полости – удалить случайно попавшие при строительстве внутрь газопроводов грунт, воду, снег, лед и различные предметы, а также поверхностный рыхлый слой продуктов коррозии, окалины и т. п. Выполнение данных работ подтверждается актом по очистке, подписываемым Заказчиком и технадзором Заказчика, который свидетельствует о соответствии чистоты внутренней полости трубопроводов требованиям нормативно-технической документации.

Очистка полости трубопроводов выполняется промывкой, продувкой, вытеснением загрязнений в потоке жидкости или протягиванием очистного устройства [1-3]. Но существующие конструкции очистных устройств не могут эффективно использоваться в газопроводах переменного сечения, проходить местные сужения во внутренней полости трубопровода, крутые повороты в горизонтальном и вертикальном направлении и места, где установлены приборы или датчики. Также промывка и продувка не позволяют достичь нужного результата очистки в связи со сложной пространственной конфигурацией трубопроводов компрессорных станций. Наличие загрязнений, воды и посторонних предметов во внутренней полости трубопроводов приводит к существенным технологическим и финансовым потерям:

– поставляемый по таким трубопроводам газ может не соответствовать техническим требованиям ПАО «Газпром» по природному газу, транспортируемому по магистральным газопроводам. Данный факт является нарушением условий договоров поставки;

- наличие посторонних предметов и механических примесей приводит:
 - 1) к выходу из строя запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) и, как следствие, к срыву сроков запуска объекта в эксплуатацию;
 - 2) к засорению контрольно-измерительных приборов - увеличению вероятности возникновения аварийных ситуаций на компрессорных станциях;
 - 3) значительно увеличивает гидравлическое сопротивление газового потока, снижая пропускную способность газопроводов.

Предлагается для контроля чистоты внутренней полости трубопроводов вновь строящихся объектов применять внутритрубные роботизированные диагностические комплексы (рисунок 1). Применение внутритрубного роботизированного диагностического комплекса позволяет решать следующие задачи операционного и приемочного контроля:

- контроль чистоты внутренней полости трубопровода (локализация загрязнений и их количественная оценка, фото- видеофиксация);
- визуальный контроль работоспособности ЗРА (оценка чистоты внутренней полости, видеофиксация работоспособности, контроль процесса обслуживания изнутри);
- оценка параметров (визуальный контроль) выявленных несоответствий и дефектов;
- контроль проходного сечения газопровода (выявление вмятин, гофр, овальностей и др.).

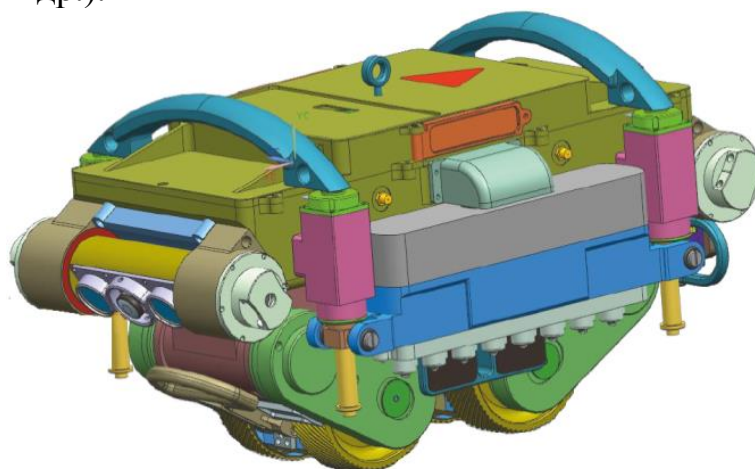


Рисунок 1 - Внутритрубный роботизированный диагностический комплекс

Выполнение данных работ внутритрубным роботизированным диагностическим комплексом до пуска объектов в эксплуатацию позволит выполнить контроль чистоты внутренней полости без нарушения целостности обследуемых объектов (загрузка через существующие люк-лазы Ду от 400 мм, обратные клапаны), позволит сохранить ЗРА в рабочем состоянии, своевременно устранить несоответствия нормативной документации, избежать временных и финансовых потерь.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чурикова, Л. А. Анализ методов и средств очистки внутренней полости магистральных газопроводов / Л. А. Чурикова, Мейирбек Болатулы Смагулов. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 7 (87). — С. 216-219. — URL: <https://moluch.ru/archive/87/16738/> (дата обращения: 12.11.2020).
2. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. — М.: Миннефтегазстрой, 1989. — 112 с.
3. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов. — М.: РАО Газпром, 1996. — 69 с.

УДК 69.059.25:621.643.053

ИННОВАЦИОННАЯ СБОРОЧНАЯ ЛИНИЯ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

А.М. Ахмедов, ФГБОУ ВО «ВолгГТУ», г. Волгоград

При осуществлении технологий строительства магистральных трубопроводов возникает необходимость в осуществлении монтажных работ. Предлагается инновационная сборочная монтажная линия (СМЛ), которая позволит осуществлять монтажные работы в абсолютно любых климатических районах нашей страны, в том числе на структурно-неустойчивых грунтах.

Цель — разработка специальной инновационной сборочной монтажной линии и совершенствование традиционной технологии строительства в целом.

Новизна заключается в том, что впервые предлагается сборочная монтажная линия (СМЛ), которая позволит полностью исключить применение трубоукладчиков в составе строительного потока и осуществить скоростную поточную сборку секций труб в общую плетть, с последующей укладкой ее в траншею.

При разработке СМЛ был выполнен анализ существующих технологических и технических решений [1-5]. Исходя из проведенного анализа, выявлено, что для комплексного совершенствования технологии строительства необходимо новое нестандартное решение, которые позволят не только сделать более эффективным и технологичным выполнение монтажных работ, но и получить экономический эффект.

На рисунке 1 показана пространственная технологическая схема выполнения монтажных работ при осуществлении технологии строительства магистрального трубопровода.

Каждое устройство в монтажной линии состоит из двух частей. На пространственной схеме показано выполнение монтажа трубопровода в две захватки.

На первой захватке идет непосредственно разгрузка секций труб «с колес», для ускорения темпов выполнения работ, укладка секций на специальное устройство для центровки, последующая сварка и высвобождение устройств. После чего первая часть СМЛ перемещается вперед.

На второй захватке выполняются изоляционные работы и укладка трубопровода непосредственно к бровке траншеи на допустимое по проекту расстояние, для последующей укладки в траншею.

Укладка трубы в траншею может осуществляться данной сборочной линией в траншею, сразу после выполнения изоляционных работ, или после полного завершения изоляционных работ.

Применение данной сборочной монтажной линии позволит:

- исключить применение монтажных механизмов;
- ускорить подготовку к монтажным работам, исключив при этом трудоемкую сборку трубоукладчиков, так как они перевозятся в разукomплектованном состоянии;
- автоматизировать процессы выполнения монтажных работ;
- снизить негативное влияние на окружающую среду при выполнении технологических процессов.

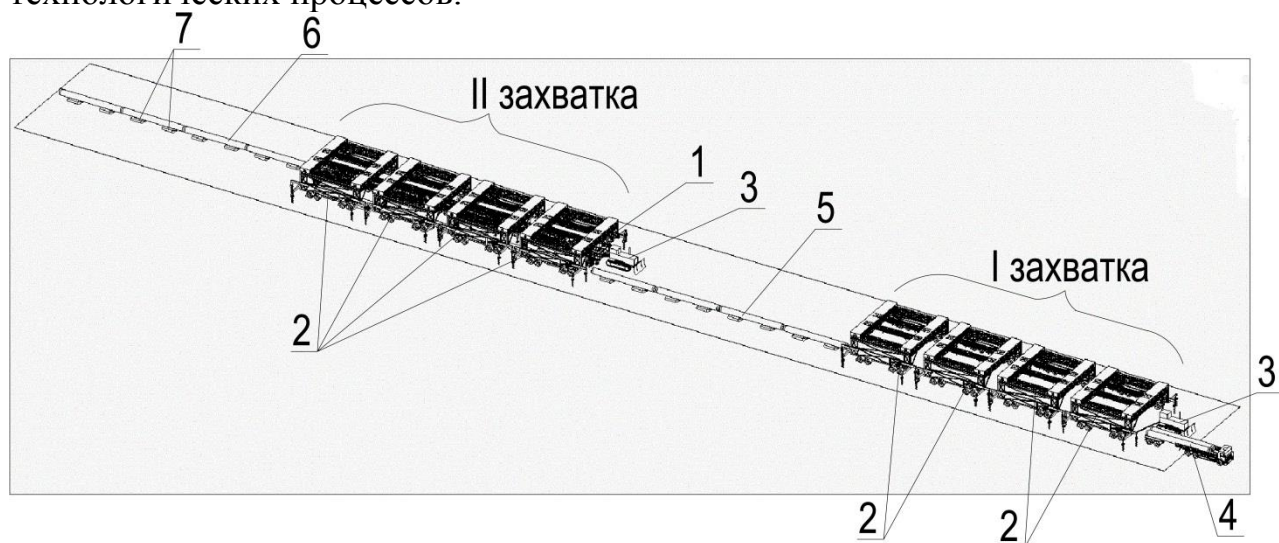


Рисунок 1 - Технологическая схема работы сборочной линии при осуществлении строительства магистрального трубопровода: 1 – первая часть устройства, 2 – вторая часть устройства, 3 – бульдозер, 4 - трубовоз, 5 – секции труб уложенные в линию, 6 – готовая нитка трубопровода, 7 – пневматические подушки

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Семин, Е. Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов с применением грунтовых и инвентарных опор / Е. Л. Семин // Трубопроводный транспорт. –2011. – № 4 (26). – С. 25-27.
2. Пат. 148090 Российская Федерация, МПК F16L 1/26, Опорно-центрирующее устройство концевой участка магистрального нефте- или газопровода [Текст] / Матвеев Ю. Г.; патентообладатель ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2014111881/06; заявл. 27.03.14; опубл. 27.11.14, Бюл. № 33– 2 с.
3. Пат. 2235242 Российская Федерация, МПК F16L 1/26, Способ поддержки подземного трубопровода во время его капитального ремонта [Текст] / Гаскаров Н. Х., Азметов Х.А., Ронжина Е.Г., Хамматов Р.Г.; патентообладатель Институт проблем транспорта энергоресурсов– № 2000123339/06; заявл. 07.09.2000; опубл. 10.08.2002, Бюл. № 22– 6 с.
4. А. с. 1645719 СССР, МПК F16L1/028, Самоходный траншейный подъемник трубопровода [Текст] / А. Г. Гумеров, В. М. Муров, А.С. Кумылганов, и.др. (СССР). – № 4209149; заявл. 06.01.1987; опубл. 30.04.1991, Бюл. № 16. – 5 с.: ил.

5. Пат. 90522 Российская Федерация, МПК F16L 1/028, Устройство для подъема и поддержки трубопровода в траншее [Текст] / Аксютин О. Е., Бабилов А.Г., Власов С.В., Егурцов С.А. и др.; патентообладатель ООО «ГАЗПРОМЭНЕРГОДИАГНОСТИКА» – № 2009117956/22; заявл. 14.05.09; опубл. 10.01.10, Бюл. № 1–4 с.

УДК 622.691.4.004.68

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИИ ТРУБ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТРЕМОНТИРОВАННЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ

Е.Ю. Бакина, А.С. Попков, А.М. Щипачев, СПГУ, г. Санкт-Петербург

Известные подходы расчета эффективности стальных обжимных муфт не учитывают кривизну сопрягаемых поверхностей: наружной поверхности трубы и внутренней поверхности муфты. В большинстве случаев при расчетах работоспособности муфт принимается, что значение зазора между трубой и муфтой равномерно [1].

В рамках работы выполнено исследование геометрических параметров труб (толщины стенки, радиусов кривизны, внутренних диаметров).

Все измерения проведены на трубе с наружным диаметром 1420 мм, вырезанной из действующего газопровода.

В процессе исследований на внешнюю и внутреннюю поверхности трубы с шагом 1 м нанесли 10 круговых линий (контрольных сечений).

Определение толщины стенки по контрольным сечениям трубы показало, что отклонения от номинального значения находятся в пределах от «минус» 0,3 до «плюс» 0,2 мм.

Также в контрольных сечениях были замерены периметры окружностей. Предполагая, что сечение трубы имеет «правильную» круговую форму, из значений периметров были рассчитаны наружные диаметры трубы. По проведенным измерениям и расчетам наибольшее отклонение от номинального диаметра не превысило 0,14 %.

Для исследуемой трубы внутренние диаметры были измерены во всех контрольных сечениях. По результатам измерений внутренних диаметров были построены эпюры отклонений величин внутренних диаметров от номинального диаметра. Было установлено, что трубная оболочка отличается от идеальной цилиндрической формы. При этом форма сечений, как правило, вытянута в одном из направлений. Максимально значение диаметра в сечении составляет - 1401,8 мм, а максимальное - 1371,4 мм.

Далее были проведены замеры кривизны поверхности трубы. Следует отметить, что характер этой величины для поверхностей газопроводных труб весьма переменчивый.

Точность измерений показателя кривизны обеспечивалась применением индикаторов часового типа в составе кривизномера, а для снижения ошибки при измерениях замер кривизны выполнялся в одних и тех же точках внешней и внутренней поверхностей при различном угловом положении трубы.

Для исследуемой трубы степень отклонений кривизны поверхности от

поверхности идеальной цилиндрической оболочки устанавливалась по величине радиуса кривизны, измеряемого кривизномером с базой 190 мм, только в поперечных сечениях трубы [2].

Понимание о характере изменения и величине отклонений радиусов кривизны от номинального значения дают круговые эпюры по данным измерений кривизны внутренней и внешней поверхностей трубы.

Диапазон изменения радиусов кривизны внешней поверхности на образующих, расположенных в верхней части трубы, относительно невелик в пределах плюс/минус 10 % от номинального значения 710 мм, и только на образующих в нижней части трубы, значения радиуса кривизны достигают плюс 55 и минус 20% от номинального значения.

Сравнение эпюр радиусов кривизны внутренней и внешней поверхностей показывает их практически полное сходство по форме и совпадение цифровых значений.

Совпадение контура эпюр для радиусов кривизны внутренней поверхности и внешней поверхности говорят о правильности и точности измерений, а выявление расхождений отдельных значений максимальных отклонений радиусов кривизны (до 21 %) от номинального значения объясняется значительной зависимостью величины радиуса кривизны от состояния поверхности и точностью установки кривизномера на поверхности трубы.

В итоге можно сделать вывод, что основные геометрические параметры обследованной трубы – наружные диаметры и толщина стенок свидетельствуют о хорошо налаженном технологическом процессе формирования трубной оболочки. Толщина стенки трубы при обследовании колебалась в пределах от минус 1,8 % до плюс 1,2 %.

Измерение наружных диаметров трубы задача достаточно сложная, поэтому сначала были измерены периметры контрольных сечений, а по ним вычислены диаметры, отклонения в значениях диаметра оказался в пределах плюс/минус 0,1 %.

Измерения внутренних диаметров показывает, что поперечные сечения несколько отличаются по форме от правильной круговой формы. При этом, отклонения от номинального значения не превышают 2,2 %.

Кривизнометрия исследуемой трубы показала, что радиус кривизны поверхности меняется в довольно широких пределах от $0,8 \rho_{\text{ном}}$ до $1,55 \rho_{\text{ном}}$, (где $\rho_{\text{ном}}$ - номинальное значение радиуса кривизны). Следует отметить, что величины радиусов кривизны внутренней и внешней поверхности имеют наибольшие отклонения от номинального значения по сравнению с другими измеренными параметрами.

Поэтому логично предположить, что наибольшее влияние на эффективность ремонта муфтами газопровода будут оказывать влияния радиусы кривизны внешней поверхности как трубы, так и муфт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федоров А. Г. Совершенствование методики ремонта нефтегазопроводов с применением стальных обжимных муфт: дис. ... канд.тех.наук : 25.00.19 / Федоров Андрей Геннадьевич ; науч.рук . Р. В. Агинеи; УГТУ. – Ухта, 2017. – 216 с.

2. Пат. на полезную модель №153456 RU, МПК G 01 B 11/255. Устройство для измерения радиуса кривизны цилиндрической поверхности крупногабаритных деталей / В.М. Шарыгин, А.С. Попков, А.Г. Федоров – № 2014137344/28; Заявл. 15.09.2014; Опубл. 20.07.2015. – Бюлл. №20.

УДК 621.644.073

ОПТИМАЛЬНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

З.А. Бешерян, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день наблюдается характерное смещение центров добычи углеводородов в районы со сложными мерзлотно-грунтовыми условиями на арктических и приарктических широтах. Для сооружения трубопроводов в данных регионах оптимальным является надземная конструктивная схема прокладки [1, 2]. Однако действительные условия работы линейно-протяженных надземных магистралей на многолетней мерзлоте, а также факторы, обеспечивающие эксплуатационную надежность данных систем, изучены недостаточно.

С целью оценки НДС линейно-протяженных надземных трубопроводов с учетом действительных условий их работы и определения наиболее оптимальных конструктивных параметров системы из условия минимизации НДС, в ходе данной работы было выполнено математическое моделирование типовых участков условного нефтепровода DN1000 в районе Уренгоя (ЯНАО, Россия) с компенсаторами различной формы (треугольной, трапециевидной и П-образной) в универсальном программном комплексе ANSYS (R 17.1). В отличие от реальной экспериментальной модели математическая модель позволяет варьировать «реальные» конструктивные параметры системы и моделировать различные условия нагружения, максимально приближенные к действительным условиям работы надземных трубопроводов на ММГ.

До построения математической модели для принятого магистрального нефтепровода DN 1000 в соответствии с СП 20.13330.2016 и СП 36.13330.2012 предварительно выполнены расчеты основных параметров надземного трубопровода с учетом наиболее неблагоприятных сочетаний расчетных нагрузок и воздействий, а также с учетом специфики района строительства и реологических свойств перекачиваемого продукта (высоковязкая нефть). Основные результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные исходные данные для моделирования.

Исходные данные для расчета:	Согласно действующим НТД:
наружный диаметр трубопровода – 1020 мм	толщина стенки трубопровода – 28 мм
предел прочности/текучести – 640/555 МПа	расчетный вес трубопровода, с учетом действующих нагрузок – 16,02 кН/м
рабочее давление – 10 МПа	
категория участка – II	величина пролета между опорами (l), с учетом возможной просадки промежуточных опор на ММГ – 20 м
продукт – высоковязкая нефть	
район строительства – Уренгой	

На следующем этапе исследования с помощью метода конечных элементов была выполнена серия расчетов по оценке НДС типовых участков надземного трубопровода для различных форм компенсатора и различных условий нагружения. При моделировании варьировались следующие конструктивные параметры: L – кратчайшее расстояние между неподвижными опорами; L_k – длина компенсационного участка по прямой; α – угол наклона ветви компенсационного участка относительно прямолинейного.

Подробный анализ полученных результатов для типовых участков линейно-протяженных надземных трубопроводов с компенсаторами треугольной формы представлен в работе [3], а для трапециевидной и П-образной в [4]. Влияние сил трения на НДС системы обосновано в [5].

В результате моделирования работы и оценки напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов на примере типовых участков условного нефтепровода DN 1000 с компенсаторами различной формы можно сделать следующие выводы (с учетом принятых исходных данных).

1. Величину компенсируемой длины при строительстве линейно-протяженных надземных трубопроводов следует принимать максимально допустимой по расчету, с учетом рельефа местности по данным изысканий и углов поворота трассы трубопровода.

2. Из условия минимизации сложного НДС надземного трубопровода оптимальная величина длины компенсатора треугольной формы составляет: $L_k=77$ м (четыре пролета), трапециевидной – $L_k=78$ м (три пролета), прямоугольной – $L_k=30$ (три пролета).

3. Из условия обеспечения высокой компенсационной способности надземной магистрали и приемлемых значений максимальных перемещений трубопровода в плане и напряжений в опасных сечениях оптимальная величина угла наклона ветви компенсатора относительно прямолинейного участка (α) для системы с треугольным компенсатором составляет: $15^\circ - 21^\circ$, с трапециевидным – 45° .

4. Сравнительный анализ рассматриваемых форм компенсаторов показал, что трапециевидная форма является наиболее оптимальной для строительства надземных магистральных трубопроводов в районах распространения ММГ, что также находит подтверждение на практике. Данную форму компенсатора следует принять за основу при дальнейшем совершенствовании конструктивных решений системы с учетом действительных условий работы надземных магистралей в условиях ММГ на арктических и приарктических широтах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дерцакян, А.К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах / А.К. Дерцакян, Н.П. Васильев. – Москва: Недра, 1978. – 167с.
2. Харионовский, В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Санкт-Петербург: Недра, 1990. – 180 с.
3. Быков Л.И., Бешерян З.А. Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №2 (118). С. 81-90.

4. Быков Л.И., Кантемиров И.Ф., Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №6 (122). С. 115-125.
5. Кантемиров И.Ф., Быков Л.И., Бешерян З.А., Соколова В.В. Оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различных коэффициентах трения (на английском языке) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2020. - № 2. - Р. 80-90.

УДК 621.644.073

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ СИЛ ТРЕНИЯ НА ОПОРАХ

З.А. Бешерян, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

При строительстве протяженных надземных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), характеризующихся значительным температурным перепадом окружающей среды, необходимо уделять особое внимание компенсации продольных деформаций, которую следует обеспечивать за счет устройства специальных компенсационных блоков и применения различных по конструкции опор [1, 2]. Опоры надземных трубопроводов по характеру работы подразделяются на неподвижные и подвижные. Подвижные опоры различают двух видов: продольно-подвижные и свободно-подвижные.

В процессе эксплуатации надземных трубопроводов на подвижных (скользящих) опорах возникают силы трения, препятствующие поперечному смещению трубопровода. Сила трения скольжения равна реакции в опоре (силе тяжести), умноженной на коэффициент трения, который зависит от материала и физического состояния трущихся поверхностей. Основные рассматриваемые варианты трущихся поверхностей для подвижных опор и соответствующие им ориентировочные значения коэффициента трения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Ориентировочные коэффициенты трения

Скользящая пара трения	Коэффициент трения, K_{fr}
Углеродистая сталь по углеродистой стали (без коррозии)	0,3
Тефлон по углеродистой стали (без коррозии)	0,2
Тефлон по тефлону или по полированной нержавеющей стали	0,1
Катковая опора или шариковая опора	0,05

Ранее в рамках данного исследования, было установлено, что с учетом всех достоинств и недостатков треугольного, трапециевидного и П-образного компенсатора, трапециевидная форма компенсационного участка является наиболее оптимальной для строительства линейно-протяженных надземных трубопроводов [3, 4], что находит подтверждение и при анализе крупнейших трубопроводных проектов последних лет в условиях ММГ.

В данной работе рассмотрено влияние сил трения на опорах на НДС протяженных надземных трубопроводов с компенсационными участками трапециевидной формы. Для оценки НДС указанных систем, с учетом коэффициента

трения на опорах, применялось математическое моделирование «реального» надземного нефтепровода DN1000 в районе Уренгоя (ЯНАО, Россия) в программном комплексе ANSYS (R 17.1).

Далее, была выполнена серия расчетов по оценке НДС участка надземного трубопровода с трапециевидным компенсатором при различных коэффициентах трения на подвижных опорах (таблица 1) в зависимости от следующих конструктивных параметров системы: расстояния между неподвижными опорами (L); длины компенсатора (L_k) и угла наклона ветви компенсационного участка (α). Результаты расчетов подробно изложены в работе [5].

По итогам оценки влияния сил трения на опорах на НДС линейно-протяженных надземных трубопроводов с компенсаторами трапециевидной формы можно сделать следующие выводы (для заданных исходных данных).

1. Деформативность надземного трубопровода при прямолинейной прокладке с компенсационными участками трапециевидной формы, как и при треугольной форме компенсаторов, существенно зависит от величины коэффициента трения на опорах (при изменении Kfr от 0,05 до 0,3 величина максимальных поперечных перемещений трубопровода уменьшается на 45 – 55% в зависимости от рассмотренных условий нагружения).

2. В отличие от надземных трубопроводов с треугольной формой компенсационных участков, напряженное состояние протяженных систем с трапециевидными компенсаторами значительно меньше зависит от коэффициента трения на опорах (при оптимальном сочетании конструктивных параметров отклонение (увеличение) максимальных напряжений при изменении Kfr от 0,05 до 0,3 для трапециевидной формы составляет около 1%, а для треугольной – 12%).

3. Независимо от коэффициента трения на опорах ($Kfr=0,05 – 0,3$) и от величины L_k , зависимость НДС надземного трубопровода при изменении расстояния между неподвижными опорами (L) носит линейный характер, при этом величина Kfr незначительно влияет на напряженное состояние системы. Величину компенсируемой длины при прокладке протяженных участков следует принимать максимально допустимой по прочностному расчету, учитывая рельеф местности и углы поворота трассы трубопровода.

4. Из условия минимизации НДС надземной магистрали оптимальная величина компенсационного участка составляет: для $Kfr=0,3$ и $Kfr=0,2$ $L_k=78$ м (три пролета), а для $Kfr=0,1$ и $Kfr=0,05$ $L_k=126$ м (пять пролетов).

5. Из условия обеспечения высокой компенсационной способности и приемлемых значений исследуемых параметров (максимальных перемещений и напряжений) оптимальная величина угла α для системы с трапециевидным компенсатором составляет 45° независимо от Kfr (0,05 – 0,3).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дерцакян, А.К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах / А.К. Дерцакян, Н.П. Васильев. – Москва: Недра, 1978. – 167с.
2. Харионовский, В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Санкт-Петербург: Недра, 1990. – 180 с.

3. Быков Л.И., Бешерян З.А. Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №2 (118). С. 81-90.
4. Быков Л.И., Кантемиров И.Ф., Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. №6 (122). С. 115-125.
5. Кантемиров И.Ф., Быков Л.И., Бешерян З.А., Соколова В.В. Оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различных коэффициентах трения (на английском языке) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2020. - № 2. - Р. 80-90.

УДК 621.642.075.3, 621.642.075.4+ 621.642.86

ВЛИЯНИЕ ПЕРИФЕРИЙНОГО УПЛОТНЕНИЯ НА ПОТЕРИ ОТ СМАЧИВАНИЯ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА

Р.З. Гадельшин, М.В. Мумриков, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Потери на смачивание внутренней поверхности емкости, как известно, являются одной из составляющих потерь при хранении в резервуарах. Интенсивность таких потерь определяется фактором смачивания – количеством продукта, испарившегося с единицы площади стенки после снижения уровня продукта. В.И. Черников оценивает фактор смачивания как $0,01...0,03 \text{ кг/м}^2$ [1], в зарубежных источниках рекомендуют значение $0,002...0,04 \text{ кг/м}^2$ в зависимости от состояния поверхности стенки и вида продукта. Влияние на потери от смачивания из резервуаров с плавающими покрытиями оказывает периферийное уплотнение, находящееся в контакте со стенкой резервуара. Периферийные уплотнения в резервуарах для нефти оснащены скребками, позволяющими снизить как количество нефти на стенке, так и вероятность ее стекания на плавающее покрытие.

Для оценки фактора смачивания проведены натурные эксперименты на четырех резервуарах для нефти емкостью 50000 м^3 , с уплотнением ЗПКУ-1, оснащенным скребками из эластомера. Резервуары на момент проведения исследований эксплуатировались в течение 4...5 лет. Внутренняя поверхность 2...7 поясов стенки покрыта очаговой, прочно прилегающей, прокатной окалиной и антикоррозионного покрытия не имела. Шероховатость внутренней поверхности стенки в местах отбора проб изменялась от $R_z 40$ до $R_z 80 \text{ мкм}$, следы коррозии на поверхности стенки отсутствовали. Плотность нефти, приведенная к 20°C , составила 840 кг/м^3 .

Фактор смачивания определяли в летний период при отсутствии осадков на четырех участках одного пояса стенки каждого резервуара. Сразу после снижения уровня взлива производили сбор нефти текстильным тампоном с участка стенки размером $0,2 \times 0,2 \text{ м}$. Предварительно производилось взвешивание чистых тампонов вместе с герметичной упаковкой (пластиковый пакет с замком Зип-Лок) на аналитических весах с точностью до 10^{-4} кг . После сбора нефти тампон укладывался в пакет, который герметично закрывался. Взвешивание тампонов с нефтью производилось в течение часа после окончания отбо-

ра. Осредненное по четырем участкам на одном поясе значение фактора смачивания составило для разных резервуаров от 0,004 до 0,01 кг/м², среднее значение по четырем резервуарам - 0,0068 кг/м².

Полученные результаты позволят уточнить оценку потерь хранимого продукта на смачивание из резервуаров с наружным плавающим покрытием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Черников, В.И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз / В.И. Черников – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 518 с.

УДК 622.692.4.07

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНОГО ОБРАЗЦА НА РАСТЯЖЕНИЕ ПРИ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

А.А. Гарифуллин, М.А. Фассахов, А.Д. Воронцов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа

Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газов по трубопроводам играет значимую роль в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) России. Общая длина трубопроводов на территории России по состоянию на 2019 г. составляет 217 тыс. км: газопроводов – 151 тыс. км, нефтепроводов – 46,7 тыс. км, и нефтепродуктопроводов – 19,3 тыс. км. [1]. В процессе эксплуатации трубопроводы постоянно подвергаются комбинированному воздействию и разрушаются. Основным материалом для строительства трубопроводов является сталь. Однако сталь имеет ряд существенные недостатки, которые влияют на работоспособность трубопровода. Сегодня многие проектные институты и ученые рассматривают полимерные материалы как альтернативу стали в строительстве трубопроводных систем.

Целью данной работы является исследование значения временного сопротивления разрыву полимерного образца (ПЭ-100) при различных температурах и скорости подвижного элемента разрывной машины.

Основные наблюдения, которые были сделаны при испытании полимерных образцов, имеющих начальную температуру 50 °С, следующие:

1. скорость приложения нагрузки обратно пропорциональна времени до разрушения образца;
2. при меньшей заданной скорости перемещения подвижного захвата увеличивается время выполнения опыта, что приводит к остыванию образца и уменьшению его пластических свойств;
3. в процессе испытания шейка не образовывалось, так как утончение образца происходило равномерно по всей рабочей зоне образца.

Основные наблюдения, которые были сделаны при испытании полимерных образцов, имеющих отрицательные температуры, следующие

1. деформации, которые происходят при нагрузке образца, тем больше, чем выше температура самого образца;
2. время до полного разрушения образца тем больше, чем выше температура образца.

Свойства полимерных материалов сильно отличаются при относительно небольшом диапазоне температур $-40 - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, что не характерно для стали. Что можно использовать при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Свирина, С. А. Transportation of oil and gas in Russia / С. А. Свирина, Н. В.Ширшова, В. В. Мешков. — Текст: непосредственный, электронный // Молодой ученый. — 2019. — № 1 (239). — С. 46-49. — URL: <https://moluch.ru/archive/239/55323/>.

УДК 622.692.4

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ КРЕПЛЕНИЯ ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ГОЛОВКИ В ПАТРУБКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.А. Гашенко, А.А. Лещенко, А.В. Трушкин, СамГТУ, г. Самара

К проведению ремонтных работ на магистральных нефтепроводах предъявляются высокие требования, как по качеству, так и по безопасности выполнения технологических операций. Это связано, прежде всего, с тем, что магистральный нефтепровод относится к объекту повышенной опасности и возникновение аварийной ситуации приводит к большому экологическому и экономическому ущербу. Следовательно, разработка и применение оборудования, обеспечивающего качественное и безопасное выполнение ремонтных работ на магистральных нефтепроводах, является актуальной задачей.

Приспособление для перекрытия патрубков типа «Пакер» предназначено для ликвидации временных вантузов, которые устанавливают при нехватке проектных вантузов. В результате проведенного анализа конструкции приспособления и принципа его работы были выявлены ряд недостатков конструкции. Один из главных недостатков конструкции заключался в следующем: недостаточная надежность крепления перекрывающей головки в патрубке вантуза враспор, вследствие наличия пограничного углеводородного слоя в патрубке, отрицательно влияющего на силу трения, которая возникает между сухарями перекрывающей головки и стенками патрубка, что снижает надежность крепления перекрывающей головки в патрубке.

Для устранения данного недостатка, существенно влияющего на надежность крепления приспособления в патрубке нефтепровода, разработана перекрывающая головка с альтернативным способом крепления. Надежность крепления перекрывающей головки в патрубке достигается следующим техническим решением. При вращении гайки перекрывающей головки вводным устройством происходит сжатие резинового герметизатора, одновременно с этим сухари головки начинают перемещаться в радиальном направлении и заходят в паз внутренней поверхности патрубка. Для проверки работоспособности предлагаемой конструкции перекрывающей головки в программе конструкторского моделирования T-FLEX были спроектированы детали и выполнена сборка головки. Проектирование выполнялось для приспособления марки «ППМ-100» со следующими техническими характеристиками, таблица 1.

Таблица 1 - Технические характеристики приспособления марки «ПППМ-100»

Наименование устройства	Условный диаметр задвижек, мм	Внутренний диаметр патрубка, мм	Номинальное давление, МПа	Момент вращения пиноли на холостом ходе, Н·м	Момент вращения пиноли при перекрытии патрубка, Н·м	Масса, кг	Минимальная высота патрубка, мм
ПППМ-100	100	94	3	85	300	35	145

В результате компьютерного моделирования была достигнута синхронность сжатия резинового герметизатора и выдвижения сухарей предлагаемой конструкции устройства, что являлось необходимым требованием для надежного крепления перекрывающей головки в патрубке магистрального трубопровода.

УДК 621.643.053

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПЕРЕКРЫТИЯ ПАТРУБКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

А.А. Гашенко, А.А. Леценко, Ю.А. Никифоров, СамГТУ, г. Самара

При выполнении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе необходимо использовать безопасное оборудование, позволяющее проводить заданные технологические операции в короткие сроки. В связи с этим совершенствование, а также разработка нового более производительного и безопасного оборудования является актуальной задачей.

В настоящее время для герметизации временных вантузов на магистральном трубопроводе применяют приспособление для перекрытия патрубков типа «Пакер», которое состоит из водного устройства и перекрывающей головки. Проведенный анализ конструкции вводного устройства и изучения принципа работы позволил выявить существенные, на наш взгляд, недостатки, которые заключаются в следующем:

1. Необходимость соблюдать синхронность вращения верхнего и нижнего штурвалов для перекрытия герметизирующей головкой патрубка трубопровода;
2. Приложение к штурвалу значительных крутящих моментов для перекрытия патрубка, таблица 1;
3. Громоздкость вводного устройства.

Таблица 1- Крутящий момент на пиноли при перекрытии патрубка

Характеристика	Значение крутящего момента на пиноли в зависимости от типоразмера приспособления, Н·м				
	ППП-50	ППП-80	ППП-100	ППП-150	ППП-200
Момент вращения на пиноли	110	140	300	380	500

Для устранения указанных недостатков конструкции было разработано вводное устройство с применением червячного редуктора. Данное техническое

решение позволяет за счет высоких передаточных чисел уменьшить прикладываемое усилие для перекрытия герметизирующей головкой патрубка трубопровода.

При разработке вводного устройства были определены габаритные параметры червячного вала и червячного колеса, а также был проведен геометрический и прочностной расчет червячной передачи, рассчитан требуемый крутящий момент при затяжке перекрывающей головки приспособлением «ППП-200», который составил 74,4 Н·м, что значительно меньше, чем у существующего приспособления.

Разработанное вводное устройство с червячным редуктором обладает рядом преимуществ, а именно:

1. Отсутствие верхнего и нижнего штурвала;
2. Уменьшение прикладываемого усилия для перекрытия головкой патрубка магистрального нефтепровода;
3. Уменьшение габаритных параметров вводного устройства.

УДК 624

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ BIM ПРОЕКТИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.А. Гулин, Т.Р. Насибуллин, Б.Р. Шайбаков, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

Информационное моделирование зданий (от англ. Building Informational Modeling), сокращенно BIM – это процесс, в результате которого формируется информационная модель здания.

Технология создания и использования BIM - это прогрессивный подход к проектированию, строительству, обеспечению безопасной эксплуатации и ремонту как промышленных, так и гражданских зданий или сооружений. Инновационные технологии BIM позволяют при управлении жизненным циклом объекта учитывать экономическую составляющую и управление окружающей средой. В целом информационное моделирование - это изменившееся отношение к зданиям или сооружениям вообще.

Информационная модель здания предназначена для решения конкретных инженерных задач и позволяет с помощью современных программных комплексов обрабатывать структурированную информацию о проектируемом, существующем или даже демонтированном объекте. Полученные в процессе обработки результаты:

- нужным образом скоординированы, согласованы и взаимосвязаны;
- пригодны для расчётов и количественного анализа;
- допускают необходимые обновления.

В случае работы с каким-либо объектом нефтегазовой отрасли в период его жизненного цикла информационная модель здания является некоторой базой компьютерной программы (или комплекса таких программ). Эта информация в первую очередь предназначена и может использоваться для:

- принятия конкретных проектных решений или внесения изменений в существующий проект;

- расчета узлов и компонентов объекта;
- создания исполнительной документации или технологических схем;
- составления смет и строительных планов;
- заказа и изготовления материалов и оборудования;
- управления строительством объекта, в том числе календарным графиком строительства;
- управления эксплуатацией в течение всего жизненного цикла объекта;
- управления реконструкцией или ремонтом здания;
- сноса и утилизации объекта.

Использование такого подхода приводит к сокращению сроков проектирования и уменьшению расходов на строительство объекта.

Массовое внедрение технологии информационного моделирования зданий в проектно-строительную практику – процесс длительный и сложный. Поэтому он в основном проходит по общим для таких процессов законам.

УДК 624

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДСТВА, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

М.Э. Дусалимов, Д.А. Гулин, К.В. Кожеева, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день сжиженные газы, в частности сжиженный природный газ (СПГ) и сжиженный углеводородный газ (СУГ), играют огромную роль на мировом рынке углеводородов.

Во многих странах мира (в том числе и в России) сжиженные газы используются для нужд хозяйства и промышленности уже несколько десятилетий. Высокая теплотворная способность, чистота сгорания, удобство хранения и транспортировки и возможность дальнейшей химической переработки обеспечивают их широкое применение – от моторного топлива до сырья для нефтехимических производств.

Актуальность и необходимость научных исследований в области производства, транспорта и хранения сжиженных газов обусловлены развитием мирового рынка сжиженных газов, в особенности сжиженного природного газа (СПГ). Основным преимуществом СПГ является возможность транспортировать его на большие расстояния морским транспортом, осуществлять межконтинентальные поставки и реализовывать газ по более выгодным ценам, при этом отпадает необходимость больших капитальных вложений по строительству трубопроводов.

В настоящее время мировой рынок сжиженных газов развивается быстрыми темпами: появляются новые потребители, совершенствуются технологии сжижения газов, применяются наиболее современные инновационные решения и разработки в области транспортировки и хранения сжиженных газов, наращиваются производственные и регазификационные мощности.

Важно так же отметить, что производство, транспорт и хранение сжиженных газов для нашей страны является относительно новым направлением. Су-

ществующие объекты СПГ построены с использованием зарубежных технологий и оборудования, что еще раз говорит о том, что в нашей стране эта отрасль только начала развиваться.

Развитие отечественной инфраструктуры производства СПГ должно базироваться на комплексном подходе, с учетом социально-экономического и промышленного состояния того или иного региона, его географического положения и наличия ресурсов природного газа, с помощью выбора рациональной производительности и технологических процессов производства СПГ на основе использования взаимоувязанных стандартов, начиная от общих требований к индустрии в целом и заканчивая требованиями к проектированию, производству, испытаниям и эксплуатации отдельных видов оборудования.

Следовательно, дальнейшее развитие отечественной индустрии СПГ будет тесно связано с научно-техническими инновациями и модернизацией технологических процессов и оборудования для производства, транспорта и хранения сжиженных газов.

На основании вышесказанного можно установить следующие направления научных исследований:

- 1) совершенствование конструкций оборудования и технологических процессов производства и сжижения газа, а также их адаптация к экстремальным климатическим условиям;
- 2) разработка оборудования и технологий производства и сжижения газа из нетрадиционных источников (к примеру, сланцевый или угольный);
- 3) разработка методик оптимального выбора энергоэффективных технологий и оборудования;
- 4) разработка новых или модернизация существующих технических средств и технологий транспорта и хранения сжиженных газов (в частности, плавучие заводы-хранилища СПГ или плавучие регазификационные терминалы, а также резервуары для хранения).

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ T.D. WILLIAMSON ПРИ ЗАМЕНЕ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Р.И. Зиялtdинов, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа

Каждый год на объектах трубопроводного транспорта возникает необходимость проведения замены дефектного участка трубопровода или реконструкции действующей сети трубопроводов, на которых лупинги и байпасы отсутствуют, и строительство их экономически неоправданно.

При врезке в действующий трубопровод традиционным методом без временной остановки перекачки продукта не обойтись, а иногда необходимо отключение большого участка трубопровода, в котором требуется снизить давление. А перед тем, как демонтировать трубопровод, его необходимо опорожнить от газа, нефти и нефтепродуктов и очистить полость. Только после проведения

этих мероприятий можно гарантировать безопасность при сварочно-монтажных работах.

В таком случае остановка перекачки транспортируемых продуктов может привести к потерям продукта, снижению пропускной способности трубопровода, затратам на вывод из эксплуатации и возобновление работы скважины, расходам на слив нефти и нефтепродукта, потерям от нереализованной нефти и нефтепродукта, а также к загрязнению окружающей среды и штрафным санкциям за нарушение экологических норм. Работы, выполняемые традиционным методом, на действующих трубопроводах, не могут проводиться в ограниченные сроки, и затраты на них очень велики.

Поэтому вопрос о нахождении наиболее современного, энергоемкого, безопасного и экономичного метода ремонта и реконструкции действующего трубопровода является важнейшей задачей для эксплуатирующих организаций.

Технология T. D. Williamson обеспечивает непрерывность работы трубопровода без прекращения поставки продукта и без снижения давления при выполнении ремонта дефекта, замены дефектных участков трубопровода, проведении внутритрубной диагностики или комплексного проекта, включающего несколько видов работ.

Использование оборудования T. D. Williamson позволяет не только предотвратить загрязнение окружающей среды, но и сэкономить значительные средства. Любой ремонт нефтепровода требует отключения его в течение не менее 48 часов, это значит, что к стоимости ремонта добавляются затраты на вывод из эксплуатации и возобновление работы скважины, расходы на слив нефти в случае остановки длинного участка, потери от нереализованной нефти, а также штрафные санкции за нарушение экологии и загрязнение окружающей среды. Технология проведения работ без снижения давления и отключения позволяет исключить эти расходы из бюджета.

На рисунке 1 представлена схема по перекрытию участка трубопровода с двух сторон с организацией байпасной линии.

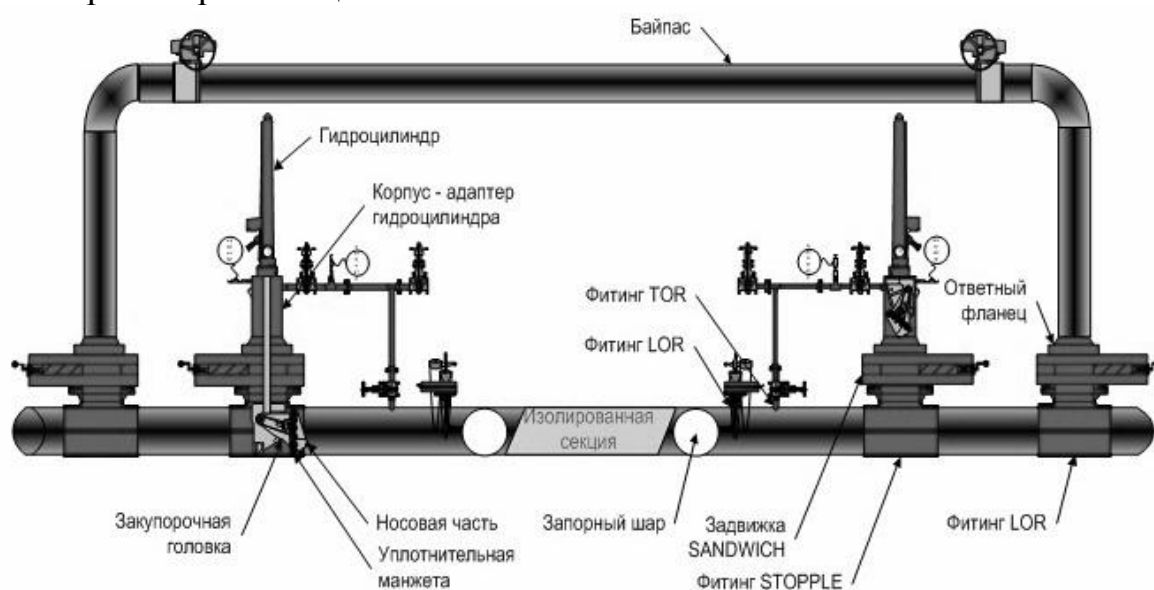


Рисунок 1 - Схема по перекрытию участка трубопровода с двух сторон с организацией байпасной линии

В настоящее время этой технологией пользуются уже более чем в 60 странах мира. Ежедневно в мире выполняется 10 работ с применением оборудования и технологии фирмы T. D. Williamson. Практически все крупные газовые и нефтяные компании сегодня стремятся использовать только экологически чистые технологии. Именно по этой причине такие нефтяные гиганты, как «Шелл», «Коноко», «Бритиш Петролеум» повсеместно применяют на своих трубопроводах технологии и оборудование фирмы T. D. Williamson.

Целью работы является оценка экономической эффективности применения оборудования технологии T.D. Williamson при замене дефектных участков трубопроводов под давлением. В настоящее время производится постановка задач по теме диссертации, проводится анализ существующих технологий врезки в трубопроводы под давлением и анализ современного оборудования, используемого для замены дефектных участков трубопроводов под давлением, в сравнении с оборудованием технологии T.D. Williamson.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный сайт Т. Д. Вильямсон. [Электронный ресурс]. – URL.: www.tdwilliamson.com.
2. Брюс Бинкли. Оборудование и технология фирмы Т. Д. Вильямсон // Врезка под давлением. 2008. – 24 с.
3. СТО Газпром 2-2.3-116-2007. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением.

УДК 621.774.21.052

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.М. Имамутдинов, УГНТУ, г. Уфа,

М.З. Ямилев, УГНТУ, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа

Сварные соединения, в том числе, кольцевые, являются важнейшим звеном конструкции трубопроводов, определяющим их несущую способность. При этом учет соответствующих факторов недостаточно представлен в расчетных методиках действующих нормативных документов.

Результаты проведенных ранее систематических экспериментальных исследований по влиянию особенностей кольцевых сварных соединений на их несущую способность были учтены в ГОСТ Р 54382-2011. Данный документ является идентичным норвежскому стандарту DNV-OS-F101. В качестве характеристики потери устойчивости деформирования в зоне кольцевого сварного соединения, как критерия предельного состояния конструкции трубопровода, приведен специальный коэффициент кольцевого сварного шва. Его влияние учтено при расчете предельной нормативной изгибной деформации при комбинированном нагружении трубопровода (внутренним давлением, изгибающим моментом, продольной силой, наружным давлением и т.д.) путем уменьшения допустимой величины изгибной деформации.

Исследование процессов потери устойчивости деформирования конструкций показало существенное влияние особенностей кольцевых сварных соединений на локализацию деформаций в их зоне, что подтверждается результатами, представленными в [1]. Для трубопроводов с отношением номинального диаметра (D) к толщине стенки (t) порядка 60 установлено снижение несущей способности на 40%. При этом определено, что при $D/t=20$ и ниже уменьшение несущей способности пренебрежимо мало. В результате экспериментальных исследований получена зависимость вида (рисунок 1):



Рисунок 1 - Значение коэффициента кольцевого сварного шва

Учитывая отсутствие экспериментальных данных, на промежутке D/t от 20 до 60 коэффициент кольцевого сварного шва определен путем линейной интерполяции [1]. При этом результаты исследований, проведенных в работе [2], говорят о том, что механическая неоднородность сварных швов оказывает влияние на общую прочность соединения. Таким образом, для достоверной оценки значений коэффициентов кольцевого сварного шва необходимо, также, учитывать наличие эффекта контактного упрочнения в сварном шве.

Необходимо провести дополнительные испытания для создания надежной базы экспериментальных данных. Будущие экспериментальные программы должны включать трубы, произведенные различными производственными процессами, так как до настоящего времени влияние производственного процесса не было должным образом исследовано.

По их результатам будут выданы рекомендации, позволяющие внести уточнения в определение коэффициента кольцевого сварного шва.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ghodsi Nader Yoosef, Kulak G.L. и Murray D.W. «Работа магистральных трубопроводов с кольцевыми сварными швами». Отделение гражданского строительства, Университет Альберта, технический отчет по строительству, №23, 1994;
2. Ямилев М. З., Тигулев Е. А., Распопов А. А. Оценка степени контактного упрочнения сварных соединений трубных сталей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 3. С. 252–262.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТАЦИОНАРНОЙ КРЫШИ С ЛЕГКОСБРАСЫВАЕМЫМ НАСТИЛОМ ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

И.Р. Каримов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа

Основными средствами хранения нефти и нефтепродуктов являются металлические резервуары, среди которых наиболее распространены резервуары вертикальные стальные со стационарной крышей.

Ввиду высокой взрывоопасности объектов основной опасностью для резервуаров являются пожары, сопровождающиеся взрывом паровоздушной среды. Вследствие чего целесообразна разработка необходимых параметров взрывобезопасных крыш с легкобрасываемым настилом.

Для разработки параметров крыши с легкобрасываемым настилом проведены расчеты необходимой безопасной площади разгерметизации резервуара. Была установлена зависимость площади разгерметизации от нефтепродукта для резервуаров РВС объемами от 1000 м³ до 50000 м³. Результаты расчетов представлены на рисунке 1.

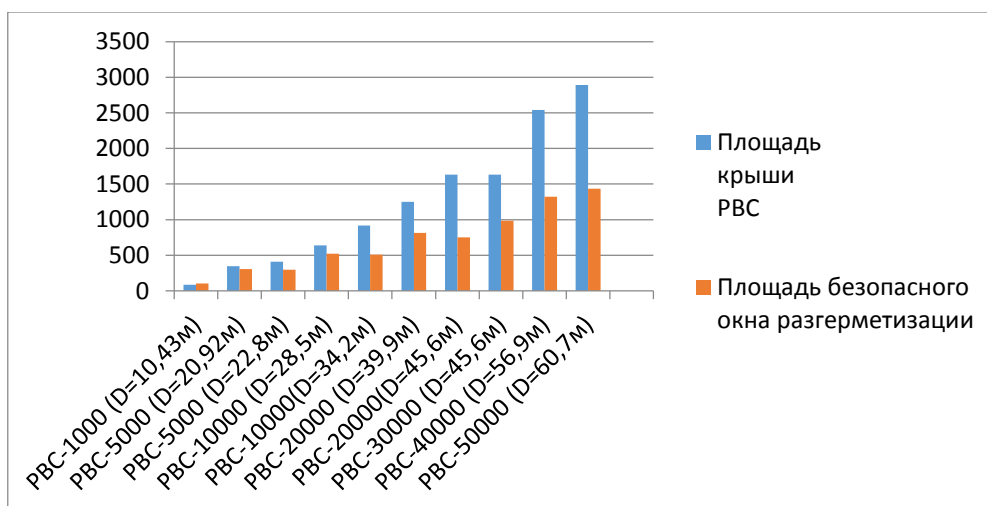


Рисунок 1 - Зависимость площади безопасных окон разгерметизации от площади крыши.
Вид ЛВЖ – бензин

Исходя из проведенных расчетов, предлагается применение двух вариантов стационарных крыш:

1) для резервуаров диаметром до 34,2 м целесообразна разработка крыш со слабым узлом по уторному шву крыши, ввиду малого отличия (менее 25%) площади безопасной разгерметизации и площади крыши;

2) для резервуаров диаметром более 34,2 м предлагается модель усовершенствованной взрывобезопасной крыши с легкобрасываемым настилом, выполненной в заводских условиях, со слабым сварным швом или с разрушаемым элементом узла крепления, который находится по границе безопасного окна разгерметизации (рисунок 2).

Особенностью усовершенствованной взрывобезопасной конструкции крыши заключается в креплении лепестков настила к опорной балке слабым сварным швом или разрушаемым элементом узла крепления.

Полученный таким образом «ослабленный узел» соединения настила крыши с опорами каркаса необходим для частичного или полного отрыва настила крыши и быстрого сброса избыточного давления, предотвращая разрушение резервуара, а также разлив продукта при взрыве.

Согласно произведенным расчетам, площадь крыши за пределами безопасного окна разгерметизации колеблется от 29,4% до 49,51% всей площади резервуара. На этой площади располагается оборудование резервуара, которое при возникновении взрывоопасной ситуации и при отрыве настила внутри безопасного окна разгерметизации будет оставаться на месте.

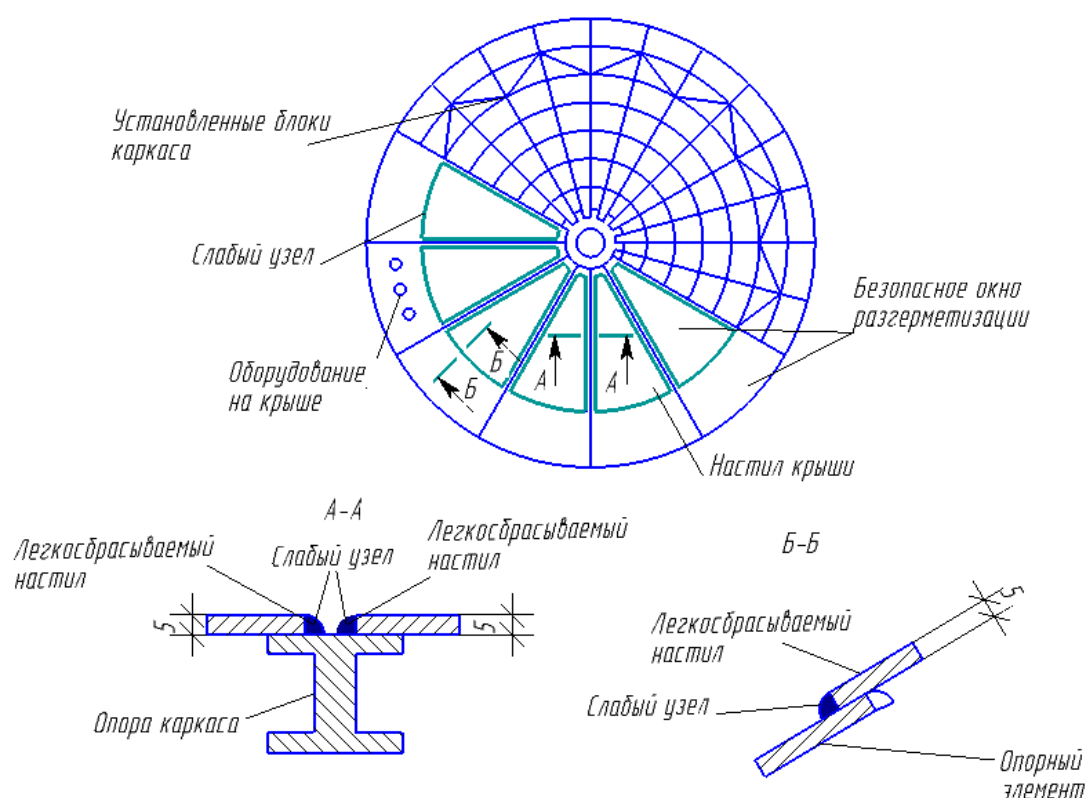


Рисунок 2 - Предлагаемая конструкция взрывобезопасной крыши резервуара при соединении с помощью сварки

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Востров В.К., Пресняков Н.И. Актуализация строительных норм и механическая безопасность строительных конструкций// Промышленное и гражданское строительство. - 2011. - № 6. - С. 6–10.
2. Разработка взрывозащищенной конструкции стационарной крыши для вертикальных резервуаров нефти [Электронный научный журнал нефтегазовое дело; Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019 год] – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41531213> (дата обращения: 05.04.2020).

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ КОНСТРУКТИВНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ
В СЕВЕРНЫХ МОРЯХ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОУСТАНОВКИ
ДЛЯ РАЗМЫВА ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА**

В.А. Капорская, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время все большее развитие получает строительство морских нефтегазовых сооружений. На акватории шельфа добывается примерно 35 % от общемирового объема добычи углеводородного сырья. Динамика роста нефтедобычи в море в настоящее время более чем в 5 раз превышает добычу на суше, а к 2020 г. в балансе мира ожидается прирост морской добычи углеводородов до 65 %. Это связано с разработкой и освоением морских нефтегазоконденсатных месторождений. На данный момент в мире насчитывается более 4600 морских нефтегазовых сооружений [1]. Согласно данным [2], ежегодно происходит более 200 инцидентов/аварий на морских платформах, или около 4 % аварий общего числа аварий на морских сооружениях в мире.

Основными причинами аварий на морских нефтегазовых сооружениях являются: коррозия, механические повреждения, удары судами, штормы, оползни, ледовые образования, течения, дефекты металла труб/соединительных деталей (металлургические, заводские дефекты), прочие [3].

Как правило, морские сооружения подвергаются действию ветра, течений, морских волн и льда, которые создают сложные условия работы в море.

Основными формами воздействий ледовых нагрузок на платформу являются: продвижение, температурное расширение, изгиб, навал, изменение уровня воды.

При эксплуатации сооружения в северных морях в зимнее время года платформа может быть подвержена обледенению. Обледенение влияет на эксплуатацию платформ, включая время ремонта и уровень надежности. Масса льда, намерзающего на платформу, может сказаться на ее эксплуатационной надежности, если окажется значительна. Так же опасным является продвижение на платформу ледовых образований, таких как айсберги, торосы, ледовые поля и прочее. Поэтому необходимо подготовить комплекс мер для повышения надежности морских нефтегазовых сооружений.

Для решения данной проблемы была придумана идея по снижению нагрузок с помощью гидроустановки для размыва ледяного покрова вокруг колонн морских нефтегазовых сооружений. Эта установка направлена на уменьшение нагрузок при изменении уровня воды, а также при температурном расширении. За счет потока струи из форсунок происходит таяние льда, тем самым освобождая колонну от обледенения. Схема данной установки представлена на рисунке 1.

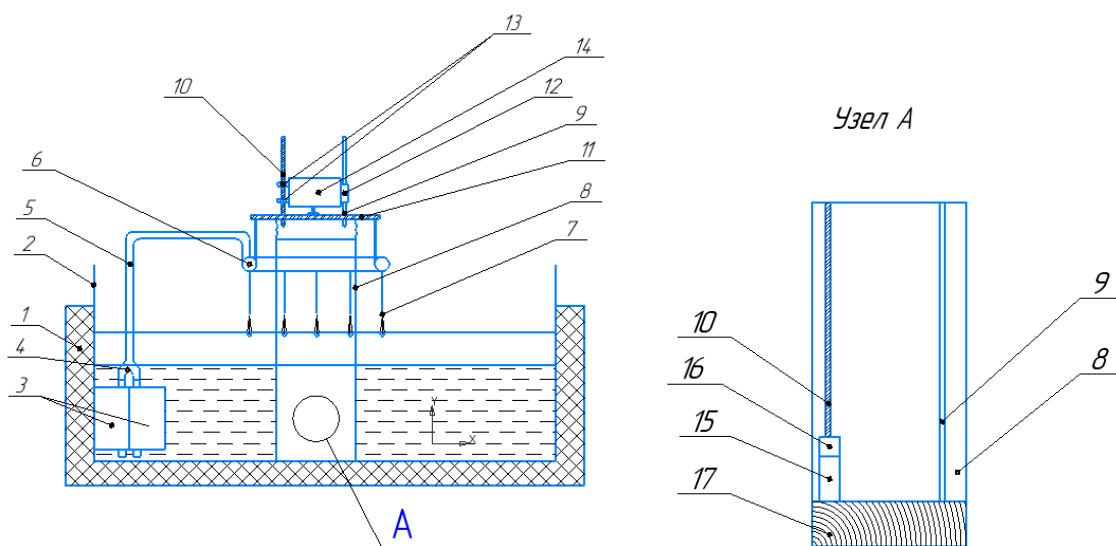


Рисунок 1 - Схема гидроустановки для размыва ледяного покрова вокруг колонн морских нефтегазовых сооружений:

1 -утепление; 2- контейнер; 3 –насос; 4- тройник ;5- силиконовый шланг; 6 -медная трубка; 7-трубки (форсунки);8- ПВХ ;9-стержневая направляющая ;10-шпилька;11-стеклотекстолит; 12-подшипника; 13- два болта;14 –сервопривода; 15-электродвигатель; 16-редуктор; 17- деревянная вставка

На первых этапах была создана сама установка и проведены первые испытания. Испытания проводились в лаборатории УГНТУ. Планируются испытания по подбору диаметра и количества форсунок, напора струи воды и скорости вращения установки. В дальнейшем планируется проведение более масштабных опытов.

В настоящей время на отечественном рынке отсутствуют установки для размыва ледяного покрова. Потребность данной установки особенно актуальна для морских нефтегазовых сооружений в условиях крайнего севера. Созданная установка позволит повысить надежность конструктивных элементов морских нефтегазовых сооружений за счет снижения ледовых нагрузок.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хафизов Ф.Ш. Исследование влияния углеводородного состава на диаметр пролива нефтепродуктов на водной поверхности / Ш.Ф. Хафизов, Д.Ю. Пережогин, А.В. Краснов, И.Ф. Хафизов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2017. – С. 202-209.
2. World Offshore Accident Dataset (WOAD) of DNV URL: <https://www.dnvgl.com/services/world-offshore-accident-database-woad-1747> (дата обращения 24.11.2020)
3. Бородавкин, П.П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование / П.П. Бородавкин –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 555 с.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕБРИСТО-КОЛЬЦЕВОЙ КУПОЛЬНОЙ КРЫШИ ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА ОБЪЕМОМ 50 000 м³ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СПГ

А.В. Кардапольцев, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа

Хранение СПГ является важной частью технологической цепочки: добыча-переработка-потребление. СПГ хранятся в газообразном (под давлением) или жидком (при низких температурах) состоянии. Наиболее эффективным способом хранения является изотермический при температуре кипения хранимого продукта и небольшом избыточном давлении (близком к атмосферному). В настоящее время в мировой и отечественной практике изотермического резервуаростроения наиболее надежной и безопасной конструкцией принята конструкция наземного теплоизолированного изотермического резервуара (ИР) полного сдерживания с двумя цельнометаллическими оболочками и подвесной газопроницаемой крышей (объемом до 60 000 м³) или комбинированная конструкция – с внутренней металлической оболочкой с подвесной крышей и преднапряженной железобетонной наружной оболочкой.

Купола – распорные системы, имеющие в своем составе, как правило, три основных конструктивных элемента: нижнее опорное кольцо, оболочку, верхнее опорное кольцо [1].

Конструкция ребристо-кольцевого купола состоит из плоских ребер, установленных в радиальном направлении и соединенных между собой рядом колец, образующих совместно жесткую пространственную систему. Кольца купола, помимо нормальных усилий, возникающих при работе его в целом, могут работать также на местный изгиб как прогоны (рисунок 1).

Ребра купола представляют собой сплошные или решетчатые плоские конструкции, соединяющиеся в вершине с помощью специального кольца. Промежуточные кольца присоединяют к ребрам жестко или шарнирно, но они обладают жесткостью на изгиб только в своей плоскости.

Конструкцию крыши осложняет наличие дополнительной подвесной крыши, которая подвешивается к основной купольной крыше. Также, данная конструкция должна выдерживать определенные температурные воздействия, а именно температуру сырья (СПГ) в -163 градуса, что в свою очередь осложняет процесс конструирования данной крыши.

Моделирование ребристо-кольцевой купольной крыши осуществляется в программном комплексе Structure CAD. Разработка и проектирование конструкции начинается с представления в виде расчетной схемы [2].

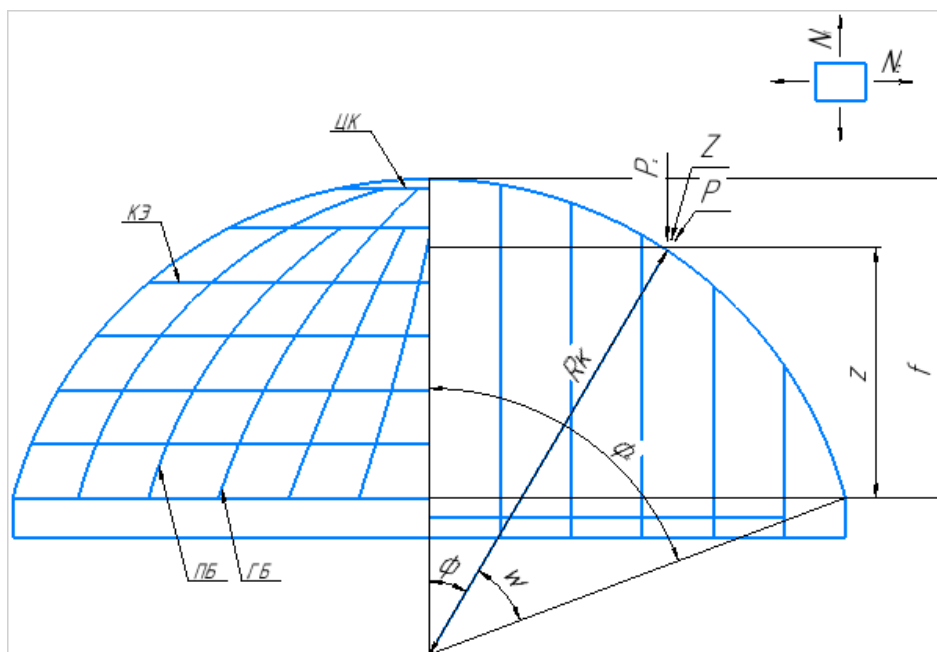


Рисунок 1 - Схема резервуара с купольной крышей:

ЦК – центральное кольцо, КЭ – кольцевые элементы, ГБ – главные балки, ПБ – промежуточные балки; ϕ – переменный угол в меридиональном сечении оболочки, отсчитываемый от оси вращения; ϕ_k – половина центрального угла дуги оболочки в меридиональном сечении; ω – угол широты, отсчитываемый от нижнего края оболочки до того сечения, где определяется усилия; R_k – радиус кривизны меридиана; f – стрела подъема купола; z – расстояние до кольца промежуточных балок; P_z – вертикальная составляющая внешней нагрузки; Z – нормальная к поверхности оболочки составляющая внешней нагрузки; P – равномерно распределенная нагрузка; N_1 – усилия в оболочке по направлению меридиана на единицу длины кольцевого сечения; N_2 – кольцевое усилие на единицу длины меридиана

Расчёт в данной программе условно можно разделить на несколько этапов:

- 1) Создание сети по известным координатам узлов купольной крыши;
- 2) Соединение соответствующих узлов стержнями и пластинами настила;
- 3) Задание жесткостных характеристик элементов купольной крыши;
- 4) Установка необходимых связей и шарниров в узлах и элементах модели;
- 5) Нагружение ранее рассчитанной нагрузки от собственного веса, снега и температурных воздействий на купольную крышу;
- 6) Расчет модели на прочность и устойчивость;
- 7) Анализ результатов расчета, определение максимальных усилий, напряжений и перемещений, возникающих под действием внешних нагрузок и воздействий на конструкцию [3].

При помощи метода конечных элементов смоделировали купольную ребристо-кольцевую крышу с подвесной. Результаты представлены на рисунке 2.

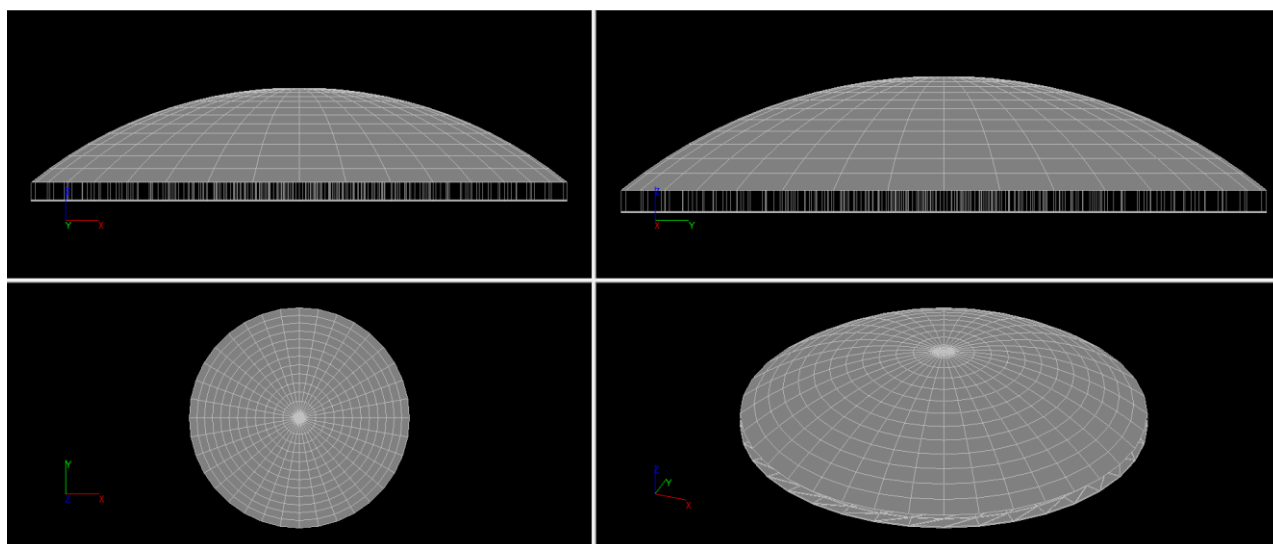


Рисунок 2 – Модель ребристо-кольцевого купола с подвесной крыши для изотермического резервуара объемом 50 000 м³

Применение данной конструкции позволит значительно сократить испарение СПГ, прекращение эффекта стратификации, что в свою очередь эффективно скажется на хранении СПГ. Данная конструкция была произведена по нормативно-техническим документам, основанных на проектировании и строительства вертикальных цилиндрических емкостей для хранения сжиженных газов с рабочей температурой от 0 до – 165 градусов (ГОСТ Р 58027-2017).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин Ф.М., Жданов Р.А., Ахметов Ф.Ш. и др. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование: учебник для вузов. – Уфа, 2010. – С. 472.
2. Семенов А.А., Габитов А.Н. Проектно-вычислительный комплекс SCAD в учебном процессе. – М.: Издательство АСВ., 2005, – 152 с.
3. Карпиловский В.С., Криксунов Э.З., Маляренко М.А., Микитавренко М.А., Перельмутер А.В., Перельмутер М.А. Вычислительный комплекс SCAD – М.: Издательство «СКАД СОФТ», 2009, – 656 с.

УДК 621.644.07

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ

К.Е. Карпова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа

В современном мире развитие нефтегазовой промышленности во многом зависит от поиска альтернативных материалов производства. Одним из ключевых является замена металлических трубопроводов на полимерные армированные трубы, сочетающие в себе преимущества, обусловленные уникальными свойствами, такими как коррозионная стойкость, низкое влагопоглощение, а также высокие диэлектрические показатели.

Согласно данным ФГБУ «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса», за 2018 год было зафиксировано порядка десяти тысяч инцидентов и аварий с разливом нефти, из которых 92% случаев

произошли из-за коррозии. При этом почти половина трубопроводов (около 45%), находящихся на территории России, эксплуатируются в агрессивных грунтах, 30% – в слабоагрессивных средах и только 10% не нуждаются в активной антикоррозионной защите [1].

Исходя из исторических данных, применение труб из композитных материалов в нефтегазовой отрасли началось в конце 50-х годов XX века. В начале 60-х годов началось массовое внедрение трубопроводных систем из стеклопластиков на основе эпоксидного связующего с рабочим давлением от 1,5 до 2,0 МПа на месторождениях компаний: "Total" во Франции, "Amoco", "ExxonMobil" в США, "Shell" в США и Канаде. Это становилось распространенным решением проблемы предотвращения коррозии трубопроводов на Западе.

В настоящее время использование армированных трубопроводов заметно увеличилось - за 7 лет суммарная длина таких трубопроводов возросла на 11% с 377,2 тыс. км до 414,2 тыс. км [2].

В таблице 1 представлен опыт зарубежных и отечественных компаний, изготавливающих трубы из композитных материалов. В качестве параметров для классификации были выбраны следующие физические показатели – диаметр производимых труб, максимальное рабочее давление и максимальная температура.

Таблица 1 - Основные производители композитных труб

Название	Страна	Ассортимент	Давление	Температура среды
NOV-Fiberspar	США	Диаметр 50-254 мм, армирование высокопрочными нитями	До 13,8 МПа	До 104,4
FlexSteel	США	Диаметр 50-203 мм, стальное армирование	От 5 до 20,6 МПа	До 80
America Flex	США	Диаметр 50-157 мм, армирование нитями или сталью	От 0,2 до 0,3 МПа	До 45
Polyflow	США	Диаметр 101-152 мм, армирование нитями	До 3,5 МПа	До 65
Soluforce	Нидерланды	Диаметр 101-177 мм, армирование нитями	До 8 МПа	До 100
Airborne	Нидерланды	Диаметр 25-101 мм, широкий ассортимент	До 20,2 МПа	До 95
IVG	Италия	Инновационные материалы	До 1 МПа	До 70
ANACONDA	Россия	Диаметр 74-160 мм, армирование трубы полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией	От 1,2 до 4 МПа	До 65
Геотехнологии	Россия	Диаметр 22-89 мм, армирование нитями с наружной полимерной оболочкой	От 1 до 2 МПа	До 70
СИБМАШПОЛИМЕР	Россия	Диаметр 50-600 мм, армирование с металлическим каркасом	От 1 до 4 МПа	До 80

В результате анализа труб из композитных материалов, можно сделать вывод о том, что применение неметаллических труб имеет большое преимущество – низкая стоимость их производства, также снижение сметной стоимости

строительства и затрат на эксплуатацию, а также существенно снижает риск загрязнения окружающей среды, что является важнейшей и актуальной задачей в нефтегазовой отрасли.

Однако, трубы, которые производят в России, обладают меньшими прочностными характеристиками и, как следствие, меньшей несущей способностью по сравнению с трубами импортного производства. Поэтому в дальнейшем исследования будут направлены на оценку напряженно-деформированного состояния, в том числе в зависимости от используемых материалов, применения армирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Волков, А.С. Методы испытаний и диагностики композитных изделий и стеклопластиковых / А.С. Волков // Инженерная практика. – 2017. – № 10. – С. 8 – 14.
2. Густов Д.С. Применение композитных трубопроводов в нефтегазовой промышленности / Д.С. Густов, Е.А. Любин // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 72-78

УДК 622

К ВОПРОСУ О СНИЖЕНИИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ

П.В. Кузнецов, В.А. Кузнецов, ООО «Автосеть РБ», г. Уфа

Снижение потерь нефти и нефтепродуктов в процессе хранения их в резервуарах является одной из важнейших задач, стоящих перед проектировщиками. Потери лёгких фракций бензина, например, из стального вертикального резервуара со стационарной крышей типа РВС, за одно «большое дыхание» – цикл полного опорожнения – заполнения составляет 0,073% объёма резервуара [1].

На нефтеперерабатывающих предприятиях и нефтебазах в эксплуатации находятся, в основном, резервуары типа РВС. Последние 25-30 лет эти резервуары ускоренными темпами оснащают плавающими крышами (ПК) и понтонами (ПП). Эффективность применения ПК и ПП по мнению ряда авторов может достигать 95% [2]. Однако наличие в конструкции РВСП вентиляционных отверстий по окружности стенки резервуара и вытяжной трубы на его крыше вызывает некоторые сомнения защитной действенности ПП. Эффективность защитного действия ПП и ПК зависит от ряда внешних факторов, а именно: типа и качества исполнения затвора; шероховатости поверхности внутренних стенок резервуара; оборачиваемости резервуаров; температуры хранимого продукта и окружающей среды Большая часть этих факторов нельзя не только регулировать, но даже контролировать. Оперативному воздействию может быть подвержена только температура подаваемого в резервуар нефтепродукта.

Эффективность применения ПК (ПП) в наибольшей степени определяется соответствием геометрических размеров (диаметров) собственно корпуса РВС и ПК (ПП). Резервуар, как гибкая оболочковая конструкция изменяет свои геометрические размеры в процессе налива (откачки) нефтепродукта. ПК (ПП) имеет более жесткую конструкцию. Поэтому при наличии прогиба стенки кор-

пуса резервуара и, практически, неизменном диаметре крыши (понтон) между ними возникают зазоры. Компенсация этих зазоров у современных конструкций уплотняющих затворов может достигать 400мм [3]. Однако полная компенсация зазора возможна лишь в случае правильной геометрической формы корпуса резервуара, то есть, если в каждом горизонтальном сечении будут правильные окружности. В случае же асимметричного изменения размеров корпуса резервуара, компенсация зазоров не будет полной. Поэтому между ПК (ПП) и стенкой резервуара через образовавшиеся зазоры происходит испарение хранимого нефтепродукта.

Проблема сокращения выбросов при хранении нефтепродуктов в резервуарах на НПЗ и НБ может быть решена, за счет наиболее полного улавливания паров углеводородов «выдыхаемых» из РВС. Одним из вариантов может быть использование процесса абсорбции паров углеводородов. В качестве абсорбента целесообразно использовать нефтепродукт, закачиваемый в резервуар. Для улучшения процесса поглощения паров углеводородов абсорбент предварительно охлаждают до температуры ниже температуры начала кипения хранимого нефтепродукта.

Абсорбер для улавливания лёгких фракций нефти/нефтепродуктов монтируют на резервуаре перед дыхательным клапаном (рисунок 1).

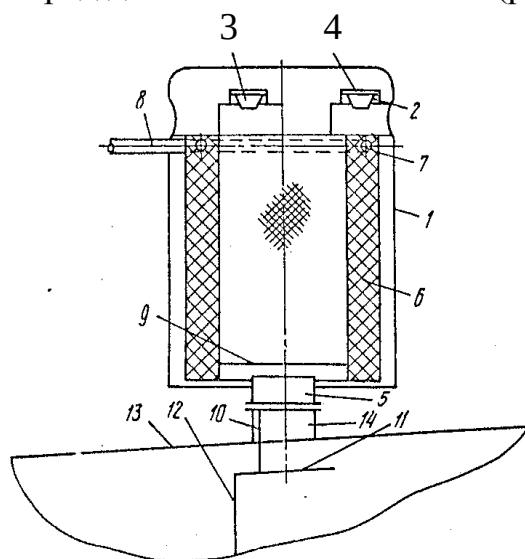


Рисунок 1 – Устройство массообменное:

1 – корпус, 2 – седло дыхательного клапана, 3 и 4 – клапаны давления и вакуума, 5 – штуцер, 6 – сетка объёмная массообменная, 7 – коллектор орошения, 8 – трубопровод подачи орошения, 9 - перегородка, 10 – шток, 11 – диск-отражатель, 12 – цепь для стока конденсата, 13 – крыша резервуара, 14 – дыхательный патрубок

При наличии в резервуарном парке газоуравнительной системы для резервуаров, в которых хранят нефтепродукты одного ассортимента возможно использование группового абсорбера, что позволит снизить затраты на улавливание лёгких углеводородных фракций.

Таким образом, использование процесса абсорбции паров углеводородов охлаждённым абсорбентом в виде части нефтепродукта, подаваемого в резервуар, позволяет вернуть большую часть их (лёгких фракций углеводородов) обратно в резервуар.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абузова Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. / Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новосёлов В.Ф. и др. – М.: Недра, 1981. 248с.
2. Каравайченко М.Г. Резервуары с плавающими крышами. / Каравайченко М.Г., Бабин Л.А., Усманов Р.М. – М.: Недра, 1992. – 236с.
3. Коршак А.А. Определение эффективности плавающих крыш на основе моделирования их работы. // Методы кибернетики химико-технологических процессов (КХТП – V – 99) Том 2, книга 2 / Коршак А.А., Кулагин А.В., Коршак С.А. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. С.141-142.
4. Патент №1809904 (СССР) МКП F16K 17/19, B63 D 90/38 Дыхательный клапан. / В.А. Кузнецов, И.П. Журкина, Л.М. Кузнецова, Е.И. Богомольный, И.М. Башаров, У.М. Рахимов, Ф.Ш. Бакиров. – Б.И. №14, 1993.
5. Патент №2408813 (РФ) МКП F16K 17/19, B63 D 90/38 Дыхательный клапан. / В.А. Кузнецов, М.Х. Харрасов, П.В. Кузнецов, У.М. Рахимов. – Б.И. №36, 2009.

УДК 622.691.4.004.67

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В.А. Лобанов, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа

С увеличением срока эксплуатации магистральных газопроводов возрастает вероятность его отказов по причине развития эксплуатационных дефектов: коррозии, стресс-коррозии и др. Следовательно, информация о техническом состоянии трубопроводов является важнейшей частью безопасной и бесперебойной эксплуатации магистральных газопроводов.

Главный метод получения актуальной и достоверной информации о состоянии является диагностическое обследование путем внутритрубного технического диагностирования. ВТД основано на использовании автономных внутритрубных инспекционных приборов, включающих снаряды-дефектоскопы и снаряды-профилемеры.

Однако на некоторых участках линейной части магистральных газопроводов имеются локальные участки, на которых из-за специфики расположения элементов трубопровода и геометрических параметров инспекционных приборов невозможно проведение ВТД с применением традиционных средств, передвигающихся во внутренней полости труб в потоке транспортируемого продукта (переходы трубопроводов через водные преграды, переходы трубопроводов через ж/д и а/д, перемычки трубопроводов, трубопроводы узлов подключения, газопроводы-отводы).

Использование автономного роботизированного сканера-дефектоскопа является оптимальным решением задачи по проведению неразрушающего контроля локальных участков магистральных газопроводов, не подлежащих обследованию с применением традиционных средств внутритрубной технической диагностики.

Внутритрубный автономный роботизированный сканер-дефектоскоп представляет собой программно-аппаратный комплекс, состоящий из транспортной платформы, блоков визуального и ультразвукового контролей, управ-

ления, аккумуляторов, приема-передатчика и персонального компьютера со специализированным программным обеспечением.

Данные диагностические комплексы являются автоматизированными средствами диагностирования с возможностью перемещения во внутренней полости контролируемого трубопровода. Управление диагностическими комплексами осуществляет оператор с помощью блока управления и специализированного программного обеспечения управляющего компьютера по кабельному или радиоканалу связи.

Так же комплексы имеют модульное исполнение, при этом существенно различаются по конструктивному исполнению, которое определяется конфигурацией контролируемых объектов и особенностями реализуемых методов неразрушающего контроля.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Внутритрубный контроль технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО "Газпром" с применением роботизированных сканеров [Текст] / О. Е. Аксютин [и др.] // Газовая промышленность. - 2015. - Спец. вып. [1]. - С. 11-17. - Библиогр.: с. 17 (7 назв.). -
2. Оценка и прогноз технического состояния магистральных газопроводов по результатам диагностики / И. Г. Ткаченко [и др.] // Газовая промышленность. - 2015. - Спец. вып. [2]. - С. 26-27.
3. Роботизированный дефектоскоп для диагностики состояния трубопроводов [Текст] / С. Н. Сомов [и др.] // Известия вузов. Приборостроение. - 2019. - Т. 62, № 9. - С. 798-804: ил. - Библиогр.: с. 802-803 (13 назв.).

УДК 622.692.4.074.2

ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С ОТКЛОНЕНИЯМИ СТЕНКИ ОТ ВЕРТИКАЛИ

И.Э. Лукьянова, УГНТУ, В.А. Михайлова, УГАТУ, г. Уфа

На практике встречаются случаи сверхнормативного отклонения стенки от вертикали в стальных вертикальных резервуарах. Возникающие при этом вопросы оценки возможности дальнейшей эксплуатации и технических решений, обеспечивающих надежность, безопасность и допустимость использования таких емкостей, требуют тщательного исследования и проверки. Ошибки в данном случае могут обойтись слишком дорого, учитывая высокую опасность этих производственных объектов. Благодаря современным программным комплексам, разработанным и совершенствуемым в настоящее время [1-3], становится возможным дать научно обоснованный ответ на возникающие у производителей сомнения. Для исследования проблемы повышения надежности эксплуатации резервуаров с отклонениями стенки от вертикали был разработан алгоритм построения модели РВС в программном комплексе ANSYS по собранным исходным данным.

Для определения срока и условий безопасной эксплуатации резервуара при наличии на стенке локальных деформаций и ненормативных отклонений образующих от вертикали был проведен расчет и сопоставление результатов,

полученных методом конечных элементов и по требованиям нормативных документов. При этом учитывались: нагрузка от веса стенки, установленных ребер и колец жесткости; нагрузка от веса крыши, оборудования и площадок обслуживания; равномерная снеговая нагрузка; ветровая нагрузка; нагрузка от гидростатического давления; ограничения на степени свобод (закрепление модели).

Для проведения расчета принят стальной вертикальный резервуар с отклонениями стенки от вертикали вместимостью 2000 м³.

По результатам расчета прочности стенки стального вертикального резервуара с отклонениями стенки от вертикали был сделан вывод, что условие прочности стенок стального вертикального резервуара с отклонениями стенки от вертикали выполняется для всех поясов.

При проектном уровне налива нефтепродукта максимальные напряжения в стенке резервуара РВС-2000 с отклонениями стенки от вертикали, рассчитанные с учетом отклонений образующих стенки от вертикали, не превышают предельно-допустимые значения с учетом коэффициентов запаса. Работоспособность стенки резервуара по критериям прочности обеспечивается без ограничения уровня взлива.

Сложность обследования, возможные критические ошибки ручного сбора данных и проведения расчетов могут быть компенсированы использованием лазерного сканирования [4, 5] и обязательным проведением верификации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Латыпова Л.А., Лукьянова И.Э. Расчет напряженно-деформированного состояния вертикального стального резервуара объемом 5000 м³ при горизонтальном сейсмическом воздействии в программном комплексе ANSYS. Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 1. С. 113-119.
2. Лукьянова И.Э., Шмелев В.В. Методические вопросы построения моделей в среде FlowVision для комплексного исследования процессов удаления отложений в нефтяных резервуарах // Мировое сообщество: проблемы и пути решения: Сб. науч. статей. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005г. №18. С. 25-37.
3. Лукьянова И.Э., Лукьянова В.А. Возможности программных продуктов FLOWVISION и ANSYS для определения напряжённого состояния нефтяных резервуаров. Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6. № 1. С. 215-218.
4. Васильев Г.Г., Лежнев М.А., Леонович И.А., Сальников А.П. Проблемы и перспективы использования наземного лазерного сканирования при обследовании резервуаров. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 1. С. 21-24.
5. Горбань Н.Н., Васильев Г.Г., Сальников А.П., Шитов С.И. Разработка схемы размещения сканерных станций при наземном лазерном сканировании резервуаров с учетом требований к погрешности результатов измерений. Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 74-78.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Р.Э. Мамедов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа

Многолетнемерзлые грунты занимают сравнительно большую территорию - 23 % земной поверхности (в России - 47 % - это районы Крайнего Севера, Кавказ, Южный Урал).

Особенностями строительства и эксплуатации трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, определяющими технологические и конструктивные решения, являются отрицательные температуры окружающей среды (воздух, грунт) и резкое изменение физико-механических свойств большинства грунтов при их оттаивании.

Опыт строительства и эксплуатации северных трубопроводов Якутска, Ямбурга и др. показал, что во многих случаях в результате теплового и механического взаимодействия трубопроводов с окружающей средой происходит нарушение равновесия в литотехнической системе «трубопровод - грунт оснований» со значительным изменением естественных ландшафтов и с активизацией негативных геокриологических процессов, приводящих к деформациям трубопроводов, потере их проектного положения и, нередко, к аварийным ситуациям. Широкое применение в условиях мерзлых грунтов получила надземная прокладка трубопроводов.

Этот способ находит все большее применение несмотря на то, что практика эксплуатации надземных трубопроводов в северных регионах, в частности Транс-Аляскинского нефтепровода, показала, что даже высокотехнологические опоры, снабженные трубчатыми системами промораживания грунтов и рассчитанные с учетом сейсмической активности районов прохождения трассы, не обеспечивают безаварийной эксплуатации трубопровода.

Как показывает практика эксплуатации таких систем и экспериментальные исследования [3] искусственное промораживание грунтов может явиться причиной другого опасного явления – пучения грунтов. Возникают искусственно наведенные бугры пучения.

Величина выпучивания свай, в силу неоднородности и различия структуры грунтов может быть неравномерна по трассе, и годовой приrost может достигать нескольких десятков сантиметров: 0,27 м по данным [3] и 0,40 м по данным [4]. Это приводит к изменению положения оси трубопровода, потере устойчивости и авариям. Практика эксплуатации Транс-Аляскинского нефтепровода показала, что, несмотря на тщательную проработку всех аспектов, связанных с проектированием и сооружением термостабилизирующих опор на участках с надземной прокладкой, трубопровод часто оказывается в аварийном состоянии.

Многие исследователи считают, что в условиях Крайнего Севера целесообразнее использовать надземный способ прокладки. Однако конструкция надземных опор должна строго удовлетворять не только требованиям эконо-

мичности, но и экологической безопасности. Из-за использования тяжелой техники для забивки свай под опоры трубопровода, вокруг металлических свай образуется протаивание, оврагообразование, нарушающее несущую способность свай, что плохо удовлетворяет вышеуказанным требованиям. Кроме того, применение специальных трубчатых термосвай повышает стоимость проекта и усложняет строительство, но не защищает от выпучивания свай.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Колоколова Н.А., Гаррис Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2013. - № 1. - с. 13-17.
2. Худякова А.А Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах. – М.: Архангельск, 2010.
3. Гречищев С.Е., Москаленко Н.Г., Шур Ю.Л. и др. Геокриологический прогноз для Западно-Сибирской газоносной провинции. — Новосибирск: Наука, 1983. — 180 с.
4. Хренов Н.Н. Сооружение северных трубопроводов. Взаимодействие с многолетнемерзлыми грунтами в макетах и на трассе // Нефть Газ Промышленность. - 2014. - № 3

УДК 622.692.4.07

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДСКОГО ЭПОКСИДНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Р.И. Мирсаяпова, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время в РФ основным видом антикоррозионного покрытия трубопроводов является заводская изоляция на основе экструдированного полиэтилена. Данный тип покрытий соответствует всем основным современным требованиям и поэтому лидирует при осуществлении строительства и ремонта трубопроводных систем. Однако, в определенных условиях прокладки трубопроводов, покрытие на основе экструдированного полиэтилена имеет ряд недостатков. В этой связи рассматривается возможность применения эпоксидных покрытий труб.

В последние годы при сооружении магистральных газонефтепроводов трёхслойная изоляция на основе экструдированного полиэтилена является самым рациональным вариантом пассивной защиты трубопровода от коррозии. При этом выбор наиболее подходящего типа полиэтиленового покрытия осуществляется на основании рекомендаций нормативно-технической документации ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» [1, 2].

Однако трехслойное полиэтиленовое покрытие в определенных условиях прокладки и эксплуатации трубопровода может показать более низкие результаты по сравнению с другими видами изоляции [3].

Одно из перспективных решений в настоящее время – это защитное покрытие с наружным слоем на основе экструдированного полиэтилена. Данный тип покрытия имеет двух- (рисунок 1) и трёхслойное (рисунок 2) исполнение. Такая изоляция соответствует требованиям нормативно-технической докумен-

тации и обеспечивает гарантированную защиту трубопроводов на средний проектный срок эксплуатации трубопровода (около 50 лет).

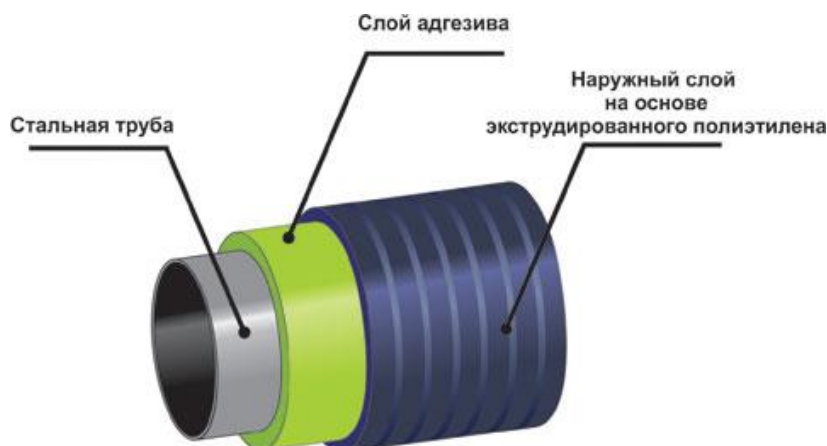


Рисунок 1 – Двухслойная изоляция на основе экструдированного полиэтилена

Для определенных условий строительства и эксплуатации трубопроводов хорошей альтернативой стандартным заводским полиэтиленовым покрытиям могут стать однослойные и двухслойные эпоксидные покрытия труб.

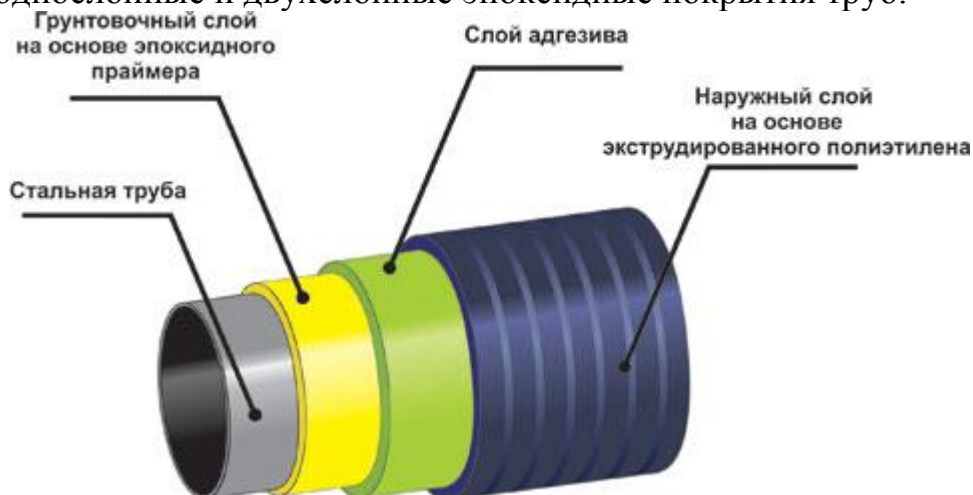


Рисунок 2 – Трехслойная изоляция на основе экструдированного полиэтилена

В результате проведенного нами сравнительного анализа изоляции на основе экструдированного полиэтилена и эпоксидных покрытий труб можно выделить основные возможные направления применения эпоксидных покрытий:

- для однослойных эпоксидных покрытий:

1) Противокоррозионная защита трубопроводов диаметром до 530 мм включительно.

2) Противокоррозионная защита трубопроводов с наружным теплоизоляционным покрытием.

- для двухслойных эпоксидных покрытий:

1) Противокоррозионная защита трубопроводов диаметром до 820 мм включительно.

2) Противокоррозионная защита трубопроводов с бетонными утяжелителями.

3) Противокоррозионная защита трубопроводов на участках надземной прокладки.

4) Противокоррозионная защита участков переходов трубопроводов, выполненных закрытым способом.

Изложенное выше представляет возможность исследовать возможность применения двухслойного эпоксидного покрытия в качестве защитного покрытия трубопроводов и их футляров на участках строительства трубопроводов закрытыми методами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО Газпром 2-2.3-130-2007. Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С. - М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008 – 18 с.
2. ОТТ-25.220.60-КТН-103-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования. М.: ПАО «Транснефть», 2015. – 31 с.
3. Кузнецов М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Котов В.Ф. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1992. – 238 с.

УДК 621.644.073: 620.197.6

О ЗАЩИТЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Р.Ф. Муллаярова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа

Современная нефтегазодобывающая отрасль достигла высокого уровня, но по-прежнему имеются нерешенные проблемы. Одной из них является повышение надежности и долговечности промысловых трубопроводов (ПТ), общая протяженность которых составляет более 300 тыс. км. на территории Российской Федерации. Данная задача является комплексной и включает в себя поиск новых технологических, технических, экономических и организационных решений.

Все риск-факторы, ведущие к отказу ПТ, подразделяют на:

- общие эксплуатационные опасности (угрозы);
- опасности (угрозы), связанные с внешними воздействиями [1].

К первой группе можно отнести внутреннюю коррозию, которая оказалась наиболее опасной, так как по причине ее возникновения происходит около 70% отказов. Это явление вполне закономерно, так как внутренняя поверхность трубопровода контактирует с перекачиваемым продуктом и содержащимися в ней агрессивными веществами [2].

Защиту внутренней поверхности осуществляют по четырем направлениям: технологические мероприятия, применение ингибиторов, применение коррозионностойких труб и применение защитных покрытий [3].

Большой отклик в практике нашло применение ингибиторов и внутренних антикоррозионных покрытий. Механизм защитного действия ингибиторов связан с их адсорбцией на границе металл-среда с образованием на поверхности металлов защитных пленок, а применение эффективных защитных покрытий позволяет увеличить срок эксплуатации трубопроводов минимум в 2,5-3 раза, обеспечивая их защиту от коррозии, снижение количества отложений и уровень абразивного износа, улучшение гидравлических характеристик и сохранение чистоты транспортируемого продукта. При этом сводятся к минимуму технологические и экологические риски, снижены затраты на эксплуатацию ПТ, в том числе и на ингибиторную защиту от внутренней коррозии.

Однако существует серьезная проблема – зона сварного соединения все еще остается слабозащищенной. Чтобы решить эту задачу, используются специальные полимерные втулки. Но в условиях активно развивающегося нефтегазового комплекса может быть недостаточно только защитной функции. Поэтому необходимо спроектировать такую втулку для трубопроводов с внутренней пластмассовой трубой, которая будет выполнять роль защиты сварного шва и станет соединительной деталью пластмассовых труб.

Вышеуказанная модель втулки будет импортирована в программный комплекс ANSYS, где при помощи задания параметров нагрузки можно будет определить влияние втулки на прочностные свойства трубы, подобрать оптимальные размеры втулки, а также при задании свойств перекачиваемой среды отследить влияние размеров втулки на процесс перекачки.

Результатом описанных действий будет вывод о целесообразности применения данного способа защиты и, в частности, предложенной втулки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 366.1325800.2017 Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2018. - 28 с.
2. Кармачев Д.П. Анализ статистических данных об отказах промысловых трубопроводов // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сб. науч. тр. VI Междунар. конф. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. С. 26–31.
3. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. и др. Промысловые трубопроводы и оборудование. – СПб.: Недра, 2004. – 662с

УДК 624.139.22

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА, ПОДВЕРЖЕННОГО ДЕЙСТВИЮ СИЛ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ, С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS WORKBENCH

М.А. Паршикова, Э.В. Файзуллина, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа

Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода при контакте с многолетнемерзлыми грунтами является неотъемлемой частью процесса создания цифрового двойника участка трубопровода, проложенного на участках распространения пучинистых грунтов.

На одном из первых этапов создания цифрового двойника для моделирования поведения и изменения характеристик трубопровода при контакте с многолетнемерзлым грунтом была создана 3D-модель трубопровода в грунте. В дальнейшем созданная модель была импортирована в программном комплексе Ansys Workbench. Импортированная модель приведена на рисунке 1.

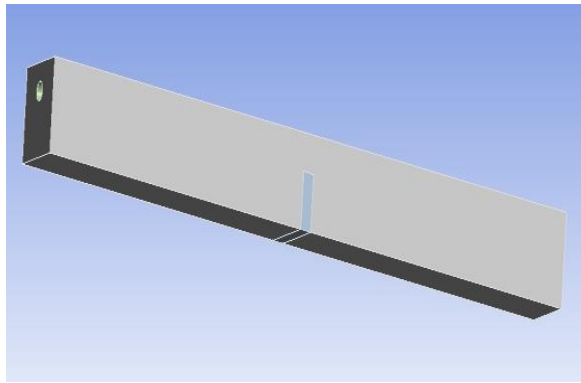


Рисунок 1 – Модель трубы в грунте, импортированная в Ansys Workbench

Для создания наиболее реальной модели поведения трубопровода с мерзлым грунтом для части 3D-модели, выполняющей роль трубы, были заданы свойства стали, а для части, которая имитирует грунт, была выбрана модель поведения Друкера-Прагера и заданы все необходимые параметры.

В модели были заданы взаимодействия всех участков между собой, в том числе:

- жесткие защемления по торцам модели;
- трение между частями модели, которые имитируют грунт;
- трение между трубой и грунтом;

Для выполнения статического анализа методом конечных элементов в программном комплексе Ansys Workbench модель с заданными свойствами была разбита на сетку конечных элементов. Впоследствии было выполнено закрепление модели с торцов, а также задано внутреннее давление в трубе и вертикальное перемещение центральной части выделенного участка грунта, с целью имитации процесса пучения. Модель с приложенными нагрузками и закреплениями представлена на рисунке 2.

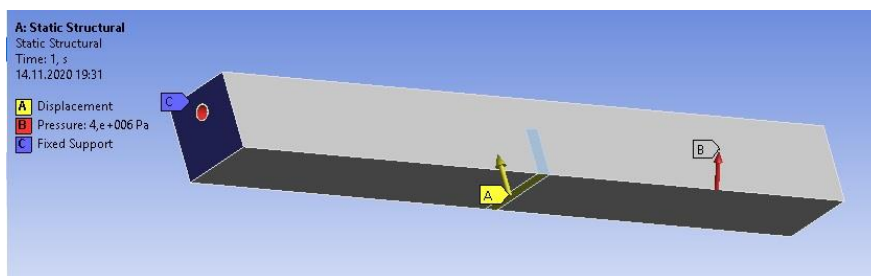


Рисунок 2 – Модель с приложенными нагрузками и закреплениями

В результате расчета были получены значения деформаций и перемещений, как участка трубопровода, так и грунта. На рисунке 3 представлено состо-

яние трубопровода при задании перемещения центральному участку модели грунта.

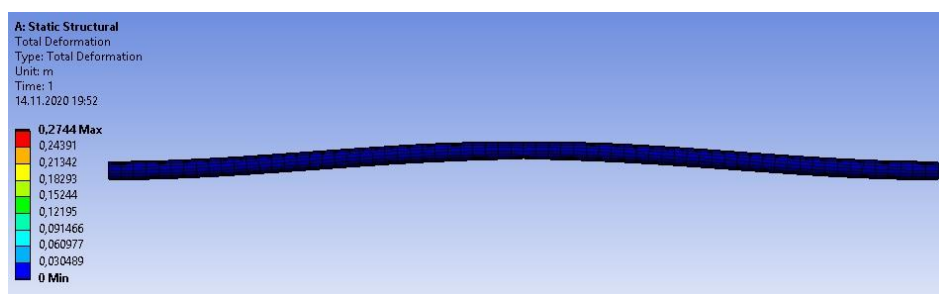


Рисунок 3 – Состояние трубопровода при задании перемещений грунта

В последующем данная модель будет перестроена с различными вариациями длины участка пучения и глубиной заложения трубы. Таким образом, в результате анализа данных, полученных при помощи созданной модели, будет получена зависимость влияния сил морозного пучения на трубопровод от длины участка пучения и перемещения трубопровода в вертикальном направлении, а также будет определена оптимальная глубина заложения трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Марков Е.В. Обеспечение проектного положения магистральных трубопроводов в условиях пучинистых грунтов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19/ Марков Евгений Викторович – Тюмень, 2020. – 24 с.
2. Гулин Д.А. Проблема пучения в трубопроводном строительстве и методы её устранения / Д.А. Гулин, Э.В. Файзуллина, Э.И. Шарипова, А.С. Глазков, М.Э. Дусалимов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2020. – С. 60-73.

УДК 622.692.4.07

АНАЛИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДА МЕТОДОМ БАНДАЖИРОВАНИЯ

*Р.А. Рамазанов, И.Ф. Кантемиров, Д.А. Гулин, И.Ф. Махмудова,
УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время полимерные материалы все больше применяются в нефтегазовой отрасли для ремонта трубопроводов. Это связано с их несомненными преимуществами перед металлами, такими как прочность, легкость и коррозионная стойкость.

Сравним полимерные материалы по их основным характеристикам: пределу прочности, модулю упругости и коэффициенту Пуассона.

Предприятие АО «Композит» производит такие полимерные композиционные материалы, как углепластик в виде ленты или жгута, органопластик и стеклопластик, предназначенные для обтекателей, емкостей, специализированного исследовательского оборудования и т.д. [0].

В [0] рассмотрена работа системы трубопровод – бандаж на примере стальной трубы с нанесенными на нее дефектами, а усиление участка трубы осуществляли путем наложения бандажа. Матрицей упомянутого бандажа из

стеклопластика является эпоксидный полимер 5-211Б со следующими параметрами упругости: $E_m = 4200$ МПа, $G_m = 1500$ МПа, $\nu_m = 0,4$. Для армирования композиции выбрана ткань сатиновой структуры Т-10-80, которая получена путем переплетения алюмоборосиликатных ниток БС6-26×1×1 (Е стекло). Получен трансверсально изотропный стеклопластик из 25-ти однонаправлено армированных слоев толщиной 0,25 мм. Также в работе экспериментально определены пределы прочности на растяжение: $\sigma_z = \sigma_\theta = 200$ МПа, $\sigma_r = 15$ МПа.

В [0] проанализирован рынок композитных материалов для ремонта трубопроводов с указанием материалов и температур использования, а также времени отверждения. Рассмотрены методы ремонта дефектов трубопроводов, их преимущества и недостатки в сравнении с композитным ремонтом.

В [0] произведен обзор армированной стеклопластиковой ленты (АСПЛ) и углеродной ориентированной ленты (УОЛ), приведены характеристики гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика (ГАРС), композитной спиральной ленты (КСЛ), а также муфты Clock Spring.

В [0] произведен теоретический расчет, а также получены экспериментальные значения прочности и модуля упругости при растяжении стеклопластика ВПС-53/120. Приведено сравнение полученных значений.

На рынке представлены манжеты PermaWrap™/WeldWrap™ фирмы WrapMaster [0]. Манжеты отличаются количеством слоев: в PermaWrap™ их 8, а в WeldWrap™ – 10, два из которых имеют заранее прорезанный паз для облицовочного кольцевого шва. Материал представляет собой стекловолокно с впрессованной в него стальной сеткой для возможности обнаружения отремонтированного участка MFL поршнем.

Характеристики упомянутых материалов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики материалов

Материал	Предел прочности, МПа	Модуль упругости, ГПа	Коэффициент Пуассона
Углепластик (лента) АО «Композит»	900	150	0,265
Органопластик АО «Композит»	1600	80	0,34
Стеклопластик АО «Композит»	600	50	0,28
Стеклопластик (эпоксидный полимер 5-211Б и Е стекло)	200	24,26	0,15
КСЛ	350÷684	21,6÷28,0	0,3
ГАРС	950÷1390	24,8÷52,0	0,3
ГАРС-2	600	38	0,3
ГРС	900	52	0,3
УОЛ-301-1	1370	140	0,3
Манжеты Clock Spring	900	38	0,3
Стеклопластик ВПС-53/120	460	21,7	0,28
Материал манжет фирмы WrapMaster	620,5	34,4375	0,4

Использование тех или иных материалов для бандажей должно обосновываться соответствующим расчетом на определение несущей способности и технико-экономическим обоснованием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сайт АО «Композит». – URL: www.kompozit-mv.ru/index.php/ru/nemetallicheskie-materialy/polimernye-kompozitsionnye-materialy (дата обращения 13.10.2020)
2. Верещака, С.М. Прочность локальных дефектных участков стальных трубопроводов с ремонтным бандажом из стеклопластика / С.М. Верещака, Д.А. Жигилий, В.В. Данильцев, А.В. Дейнека // Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2015. – №3 (41). – С. 7–14.
3. Воробьев, И.Н. Преимущество применения композитных материалов при ремонте трубопроводов / И.Н. Воробьев // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – №7(32). – С.47–51.
4. Романцов, С.В. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук «Разработка конструкций стеклопластиковых муфт и методов расчета их
5. Мельников, Д.А. Теоретический расчет и экспериментальное определение модуля упругости и прочности стеклопластика ВПС-53/120 / Д.А. Мельников, А.А. Громова, А.Е. Раскутин, А.О Курносков // Труды ВИАМ. – 2017. – №1(49). – С.64–75.
6. Сайт Argus Limited. URL: <http://www.arguslimited.com.ua/catalogue/> Kompozitnaya-remontnaya-manjeta-Perma-Wrap-41 (дата обращения 13.10.2020)

УДК 622.692.4.07

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА С НАНЕСЕННЫМ УСИЛИВАЮЩИМ БАНДАЖОМ

*Р.А. Рамазанов, И.Ф. Кантемиров, Д.А. Гулин, И.Ф. Махмудова,
УГНТУ, г. Уфа*

В связи с ростом интереса к композитным материалам оценка напряженно-деформированного состояния системы трубопровод – бандаж набирает актуальность. Метод расчета напряженно-деформированного состояния определяется временем монтажа бандажа:

1. монтаж произведен до начала эксплуатации трубопровода. Такая схема возможна для увеличения несущей способности участка трубопровода, проложенного, например, в стесненных условиях с ограничением по устройству охранной зоны. Подробная методика расчета бандажа, основанная на расчетной схеме, рисунок 1, приведена в [1].

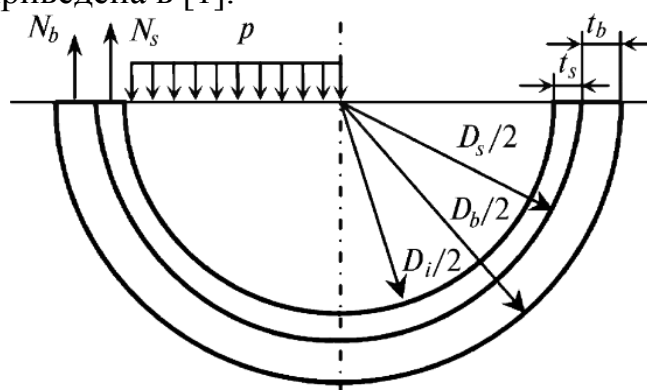


Рисунок 1 – Равновесие полукольца, вырезанного из трубы, при действии внутреннего давления

2. монтаж бандажа произведен на эксплуатирующийся трубопровод с выявленным дефектом. При этом бандаж наносится на трубопровод без остановки перекачки с целью увеличить межремонтный период путем временного увеличения несущей способности [2], [3].

Каждый из приведенных методов заключается в определении толщины бандажа при его известных прочностных характеристиках.

Известные методики не позволяют подобрать бандаж для ремонтного участка трубопровода и не дают полного представления о работе системы трубопровод – бандаж. Кроме того, в дальнейших исследованиях планируется изучить напряженное состояние материала бандажа при упруго-пластической работе материала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лобова, Е.А. Эффективность применения композитных полимерных бандажей при строительстве и ремонте трубопроводов / Е.А. Лобова, Д.А. Гулин, Р.А. Фазлетдинов, Р.Р. Мусаллямов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – №1. – С. 30-36.
2. Бауэр А.А. Надежность трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды: монография / А.А. Бауэр, В.М. Кушнарченко, А.Е. Пятаев, Ю.А. Чирков, Д.Н. Щепинов. – Оренбург: ОГУ, 2015. – 592 с.
3. Миленин, А.С. Прогнозирование эффективности ремонта элементов магистральных трубопроводов посредством композиционных бандажей / А.С. Миленин, Е.А. Великоиваненко, Г.Ф. Розынка, Н.И. Пивторак // VII Международная конференция «Математическое моделирование и информационные технологии в сварке и родственных процессах». – Одесса. – 2014.

УДК 622.691.23

ОБ АКТУАЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ МЕТАЛЛА

Р.И. Сайфуллина, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа

Большое количество аварийных ситуаций, связанных с проведением некачественных монтажных работ, износом технического оборудования, регулярным увеличением нагрузок, а также влиянием погодных условий, выводят вопросы контроля технического состояния различных конструкций инженерных сооружений на одно из первых мест при комплексной диагностике объектов.

К числу таких конструкций относятся стальные вертикальные цилиндрические резервуары (РВС) различных размеров. Сегодня большинство из них эксплуатируется около 30 лет, что обязывает проводить большой объем работ по капитальному ремонту и реконструкции. Механизм разрушения РВС, как и процесс изменения напряженно-деформированного состояния металлоконструкций, достаточно сложный и, к сожалению, на сегодняшний день изучен недостаточно.

РВС является объектом повышенной опасности, на который действуют большое количество строительных, эксплуатационных и климатических нагрузок, таких как гидростатическое давление хранимого продукта, температурный перепад, ветровая и снеговая нагрузки, изменение высотного положения фундамента, вызванного грунтовыми деформациями и прочие. Эти обстоятельства

в свою очередь предопределяют необходимость определения остаточного ресурса резервуара. Возможность его прогнозирования облегчает управление оборудованием и позволяет своевременно предупредить возникновение аварийных ситуаций.

Методы аналитического прогнозирования дают возможность установить оптимальные режимы эксплуатации РВС и снизить экономические затраты на их обслуживание. Несмотря на разнообразие существующих методов прогнозирования, их объединяет основная идея использования: создание математической модели процесса изменения работоспособности во времени на основе полученной информации о текущем состоянии, а также его изменении после предыдущего обследования. В дальнейшем задача заключается в экстраполяции значений параметров модели с применением того или иного математического аппарата.

Прогнозирование остаточного ресурса происходит на основании информации о напряженно-деформированном состоянии (НДС) как конструкции в целом, так и распределение напряжений в отдельных металлоконструкциях – стенке, днище, крыше и в местах присоединения основного оборудования. Теоретические исследования НДС резервуаров в условиях, приближенных к эксплуатационным, связаны со значительными трудностями расчета системы дифференциальных уравнений, что не позволяет в ряде случаев обеспечить практическое использование предложенных аналитических подходов.

Кроме того, существующие методы определения НДС не учитывают пластические деформации, которым были подвергнуты металлоконструкции стенки резервуара при изготовлении и/или производстве строительно-монтажных работ.

Поэтому разработка методов и средств оценки НДС материала стенки РВС является актуальной научно-технической задачей, что подтверждает ее теоретическую и практическую значимость.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каравайченко, М.Г. Численное моделирование резервуара РВСПК-100000 / М.Г. Каравайченко, Т.Р. Насибуллин // Международная конференция посвященная 70-летию д-р техн.наук, профессору М.Г. Каравайченко.- Уфа.: Нефтегазовое дело, 2019, С.29-37.
2. Саматова, Г.Р. Анализ влияния эксплуатационных факторов на плавающие крыши резервуаров / Дусалимов М.Э., Кантемиров И.Ф., Гулин Д.А. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 1. С. 34–38.
3. Мирсаев, И.Р., Исследование остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров на базе технической диагностики / Мустафин Ф.М., Кантемиров И.Ф. // III Международной научно-практической конференции молодых ученых. 2018. – Альметьевск.: Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии, 2018, С. 298-304

СКРЕБКОВОЕ УСТРОЙСТВО УПЛОТНЯЮЩЕГО ЗАТВОРА ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ

Г.Р. Саматова, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа

При эксплуатации резервуаров с плавающими крышами существует проблема, связанная с неэффективной очисткой стенки резервуара, которая может привести к её заклиниванию, перекосу и возникновению пожароопасной ситуации [1, 2]. При вертикальных перемещениях плавающей крыши отложения нефти остаются на стенке резервуара. В летнее время отложения под действием положительной температуры разогреваются и падают на поверхность плавающей крыши резервуара, тем самым нарушаются требования нормативных документов по предельной пожарной нагрузке для нефтяных резервуаров, которая составляет 200 г/м^3 . Возникает необходимость очистки стенки от отложений.

На сегодняшний день существуют два основных пути решения данной проблемы. Первый – очистка поверхности плавающей крыши от отложений ручным способом, что предполагает за собой непрерывный контроль за состоянием плавающей крыши резервуара. Второй – использование эффективных скребковых устройств в конструкции уплотняющего затвора, которые будут очищать стенку резервуара от отложений во время движения плавающей крыши. Скребковые устройства являются более эффективными средствами в борьбе с отложениями на стенке резервуара. Однако существующие конструкции скребковых устройств не обеспечивают высокую степень очистки стенки резервуара. Для повышения степени эффективности скребковых устройств уплотняющих затворов необходимо подобрать наиболее рациональную форму и материал уплотнения.

Для решения данной проблемы предложена конструкция скребкового устройства (рисунок 1), состоящая из маслобензостойкой резины 3, скребка 4, лирообразной пружины 5, предназначенной для плотного прижатия скребка к стенке, двух металлических стержней 6,8, выполненных из круглого проката, усиливающего листа 7, шарнира 9, крючка 10, закрепляющего пружину 11. Устройство работает по принципу рычага.

Высокая степень очистки стенки резервуара достигается за счет того, что лирообразная пружина 5 и пружина 11 компенсируют изменения зазора между стенкой резервуара 1 и плавающей крышей 2 и обеспечивают плотное прилегание скребка 4 и маслобензостойкой резины 4 к стенке резервуара. При увеличении величины зазора в пружине возникают растягивающие усилия, а в лирообразной пружине возникает усилие прижатия, при уменьшении зазора - наоборот, тем самым скребок и маслобензостойкая резина при различных значениях зазора остаются плотно прижатыми к стенке резервуара и эффективно удаляют отложения.

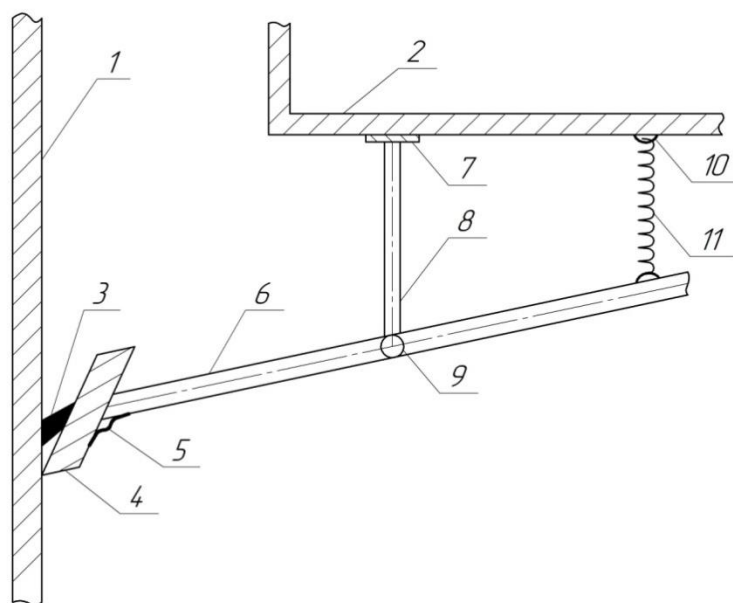


Рисунок 1 – Скребковое устройство:

1 – стенка резервуара, 2 – плавающая крыша, 3 – маслбензостойкая резина; 4 – скребок; 5 – лирообразная пружина; 6,8 – металлический стержень; 7 – усиливающий лист; 9 – шарнирное соединение; 10 – крючок; 11 – пружина

Применение предложенной конструкции позволит производить эффективную очистку стенки резервуара от отложений за счет плотного прижатия к нему скребка.

В данной работе рассмотрена проблема неэффективной очистки стенки резервуара, предложена конструкция для решения данной проблемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дусалимов М.Э. Совершенствование уплотняющего затвора для резервуаров с плавающими крышами и технологии его монтажа: Дис. канд. техн. наук: 25.00.19. Уфа, 2013. 156 с.
2. Дусалимов М.Э., Харисов Р.А., Мустафин Ф.М. Обзор существующих конструкции уплотняющих затворов плавающих крыш резервуаров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012. №2. С. 114-130.

УДК 622.692.4

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА, ПРОКЛАДЫВАЕМОГО В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

И.Д. Скобцов, С.К. Рафиков, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа

Надежная эксплуатация трубопроводов, прокладываемых в многолетнемерзлых грунтах, возможна при учете всех факторов, влияющих на оттаивание грунта и воздействующих на трубопровод. Без применения современных комплексных расчетных программ это становится трудно или практически невозможно.

Трубопровод может быть уложен в пределах слоя сезонного промерзания и оттаивания грунта (деятельного слоя), ниже деятельного слоя, а также в

пределах массива многолетнемерзлого грунта. Изменение температуры грунта, окружающего трубопровод, с положительной на отрицательную, вне зависимости от того вызвано ли это температурой окружающего воздуха или продукта, обуславливает морозное пучение грунта.

При оттаивании мерзлого основания возникают деформации, которые являются основной причиной разрушения трубопровода. Поэтому для обеспечения устойчивости трубопровода, возводимого на данных грунтах, следует принять меры по предотвращению недопустимых деформаций, способных привести к разрушению.

Появлению таких деформаций могут способствовать несколько основных причин:

- ошибки при инженерных изысканиях;
- ошибки при проектировании;
- неравномерное морозное пучение. К нему предрасположены глинистые и пылеватопесчаные грунты. Пучение возникает за счет увеличения этих грунтов в объеме из-за их замерзания;
- неравномерная просадка основания;
- нарушение условий в период производства работ;
- нарушение правил и норм эксплуатации.

Просадка может быть связана с наличием линз, окруженных талым грунтом, либо талых прослоек в грунтах. Также, просадка может возникнуть вследствие неравномерного оттаивания мерзлого грунта.

Влажные грунты обладают способностью в процессе промерзания формировать криогенную структуру. Она зависит от многих факторов: вида грунта, его структуры и зернового состава и плотности, влажности и глубины залегания подземных вод, состава и свойства воды в грунте, скорости промерзания грунта, напряженного состояния грунта, наличия в грунте органических примесей, неоднородности грунтов, неравномерного распределения влажности, плотности, неодинаковых условий промерзания.

При промерзании влажных связных грунтов происходит увеличение их объема за счет перехода воды в лед, то есть появляется свойство пучинистости. Если существуют какие-либо внешние ограничения, препятствующие увеличению объема, то развиваются напряжения морозного пучения. Так как нами принято определять нагрузку на несмещающийся трубопровод, то это является ограничением, и поэтому на трубопровод действуют силы морозного пучения. Так как силы пучения являются самоуравновешенными, то они действуют и на примыкающий к фронту промерзания талый грунт. Естественно, что напряжения от пучения не могут превысить возможные максимальные напряжения в грунте.

В данной работе рассматривается использование программного комплекса ANSYS, позволяющего смоделировать термопросадку мерзлого грунта при образовании ореола оттаивания вокруг нефтепровода и ее влияния на напряженно-деформированное состояние подземного магистрального нефтепровода,

и описание методики расчета напряженно-деформированного состояния нефтепровода при оттаивании ММГ.

УДК 621.642.07

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ РЕЗЕРВУАРА

*С.В. Соя, Н.К. Габдуллин, Н.И. Еремеева, Р.З. Гадельшин,
ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

В практике строительства, эксплуатации и ремонта объектов трубопроводного транспорта для определения химического состава и механических характеристик стали (предел текучести, ударная вязкость и пр.) трубопроводов, резервуаров и конструкций получил распространение разрушающий метод, предусматривающий вырезку из конструкции фрагментов (темплетов), изготовление из темплетов образцов и их испытания в лабораторных условиях. Недостатками разрушающего метода являются необходимость последующего ремонта и высокая продолжительность испытаний. Напротив, применение неразрушающих методов позволяет оценить характеристики материала объекта без снижения его производительности или вывода из эксплуатации.

Однако условия окружающей среды при проведении испытаний в полевых условиях как правило отличаются от нормальных, что может приводить к дополнительным погрешностям и вызывать сомнения о достоверности результатов. Для оценки достоверности выполнено сравнение результатов определения химического состава стали днища, эксплуатируемого свыше 50 лет резервуара РВС-10000. Первоначально произвели спектрографический анализ стали оптико-эмиссионным спектрометром «PMI Master Pro» непосредственно на днище. Затем из днища были вырезаны образцы и определен химический состав стали в лаборатории по ГОСТ Р 54153 атомно-эмиссионным спектрометром GDS 850A. Результаты определений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты определения химического состава стали

Метод определения	Химический состав стали по элементам, % масс.							
	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Cu
Разрушающий	0,083	0,630	1,470	0,023	0,020	0,033	0,032	0,04
Неразрушающий	0,080	0,580	1,530	0,018	0,019	0,030	0,030	0,04
Модуль разности	0,003	0,05	0,060	0,005	0,001	0,003	0,002	0,0
Предел повторяемости	0,003	0,06	0,060	0,007	0,003	0,006	0,008	0,030

Достоверность оценивали, используя критерий приемлемости: абсолютная разность полученных двумя методами результатов не должна превышать предела повторяемости, установленного ГОСТ Р 54153. Как следует из таблицы, критерий приемлемости результатов определений по всем химическим элементам выполняется, что позволяет говорить о достоверности полученных результатов. Для повышения достоверности методики необходима наработка статистики по сталям с различным химическим составом.

КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ

*Е.И. Супранёнок, ООО «Нефтегазкомплектмонтаж», г. Санкт-Петербург,
А.Г. Кульбей, УО «ПГУ», г. Новополоцк, Республика Беларусь*

В настоящее время в практике строительства подводных переходов трубопроводов встречаются два способа прокладки, это открытый и бестраншейный способ прокладки. Как первый, так и второй способ прокладки имеют свои определенные недостатки, например, к недостаткам открытого способа можно отнести: нарушение геологической структуры земляных пород, нарушение экологического состояния русла реки, производство СМР в условиях обводненности. Бестраншейный способ также имеет недостатки, а именно: большая нормативная глубина заложения трубопровода, труднодоступность ремонта дефектов, проявляющихся в процессе эксплуатации, затратность бурения, трудности производства демонтажа трубопровода после завершения эксплуатационного периода.

Для решения основных проблем прокладки трубопроводов через реки, нами предлагается объединить эти два способа прокладки для повышения срока эксплуатации трубопровода, а также увеличения ремонтоспособности трубопровода на участке подводного перехода.

Идея нашего метода заключается в использовании защитного футляра заведомо большего диаметра, проложенного методом ННБ в полость которого, с помощью протаскивания тросом на скользящих опорно-центрирующих устройствах, протаскивается эксплуатируемый трубопровод. Материал защитного футляра можно подбирать в зависимости от геологической структуры и обводненности участка. Так, в качестве материала мы можем использовать как стальные, так и армированные высокопрочные полимерные трубопроводы.

Для уменьшения течения коррозионных процессов внутритрубного пространства и тела трубы, предполагаем заполнение межтрубного пространства инертными газами, например, азотом, наполнение и вытеснение которого возможно через вантузы. Конструкция «футляр + труба» позволит нам избавиться от прямого воздействия агрессивной среды на трубопровод. Футляр позволит отклониться от стандартных норм проектирования при прокладке ННБ, так при проектировании комбинированным способом (рисунок 1) мы будем руководствоваться нормативно-технической документацией при проектировании переходов через ж/д и а/д.

Одной из основных функций защитного футляра, обеспечить прочность скважины для последующей замены трубопровода на второй и последующие эксплуатационные периоды. Комбинированный способ позволит оптимизировать ремонтно-восстановительные работы, так как трубу, находящуюся в полости защитного футляра можно мобильно извлечь методом выкачивания из наружного трубопровода, с минимальным производством земляных работ в речной долине.

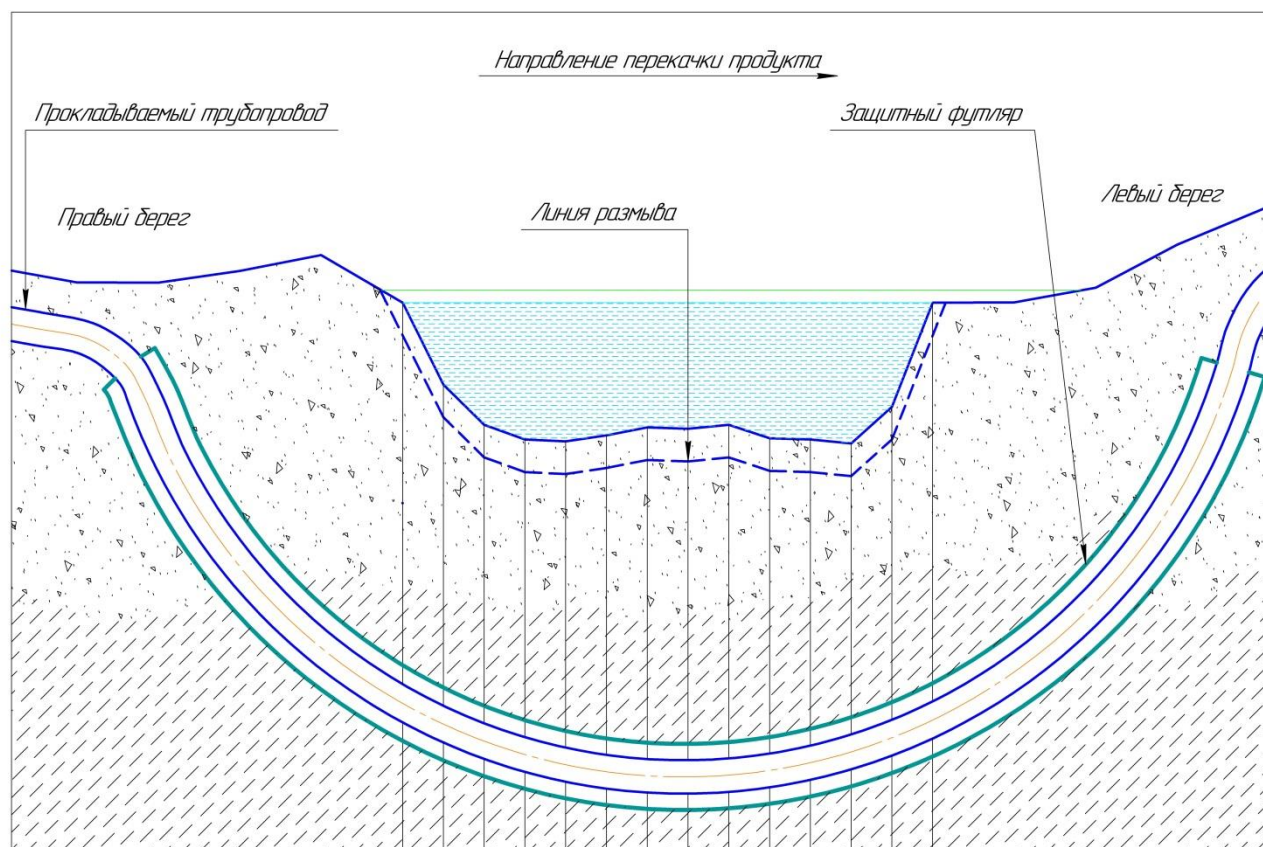


Рисунок 1 - Комбинированный способ прокладки трубопровода

Данный способ прокладки будет заранее дороже за счет использования защитного футляра, проложенного методом ННБ, но при этом мы увеличим надежность подводного перехода, а возможность использования футляра трубопровода на следующие периоды эксплуатации, на данном участке, имеет перспективу окупаемости этой методики.

УДК 622.692.4

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ СЛОЖНОЙ ТОПОГРАФИИ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ УГЛЕРОДИСТЫХ И НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ

Е.А. Тигулев, М.З. Ямилев, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», УГНТУ, г. Уфа

При рассмотрении структуры стыковых сварных соединений сталей на разных масштабных уровнях очевидным является вывод об их повышенной по сравнению с основным металлом степени неоднородности как структурной и химической, так и, как следствие, механической.

Исследования, касающиеся описания механической неоднородности сварных соединений, причин её формирования, а также учета её влияния на прочностные расчеты, проводились ранее многими учеными и стали основой для большого количества научных трудов [1-4].

Вместе с тем, большое количество исследований, ранее проводившиеся в данной области, при оценке влияния механической неоднородности на напря-

женно-деформированное состояние использовали определенную схематизацию неоднородности для упрощения расчетных методик.

С учетом совершенствования методов численного моделирования и возможностей использования высокопроизводительных ЭВМ практическую значимость приобретает уточненная оценка сложного напряженно-деформированного состояния сварных узлов.

Для постановки задачи численного моделирования в первую очередь необходимо определить более точную форму топографии механической неоднородности. Соответственно выводы о форме топографии механической неоднородности должны содержать некоторую ограниченную по числу параметров группу, которая в основной степени определяет структурные особенности сварного соединения.

В качестве объекта исследования выбраны углеродистые и низколегированные стали, используемые при сооружении трубопроводов и недостаточно изученные с точки зрения влияния механической неоднородности на несущую способность.

Следует отметить, что механическая неоднородность характеризуется разностью механических характеристик отдельных зон сварного соединения, что при наложении нагрузок определяет дифференциальное напряженно-деформированное состояние по всему объему сварного соединения и соседних участков основного металла.

Методом анализа механической неоднородности, согласно имеющимся исследованиям [5], с достаточно высокой степенью достоверности является оценка распределения показаний твердости по специально подготовленному макрошлифу. Принято считать, что повышение твердости участка свидетельствует о его повышенных прочностных характеристиках.

Анализируя сварные соединения углеродистых и низколегированных сталей, наиболее важными факторами, влияющими на форму зон механической неоднородности, являются:

- геометрическая форма разделки кромок;
- диффузионные процессы между металлом шва и основным металлом;
- тепловые воздействия на первичные слои со стороны последующих при многопроходной сварке;
- химический состав и воздействие внешних условий на процессы кристаллизации металла шва и, соответственно, микроструктуру отдельных зон сварного соединения.

Визуально при помощи показаний твердости по макрошлифу реальных сварных соединений становится возможным определить более точные размеры зон механической неоднородности. Так, на основе данных твердометрии, а также учета перечисленных факторов формирования зон механической неоднородности для V-образной разделки кромок

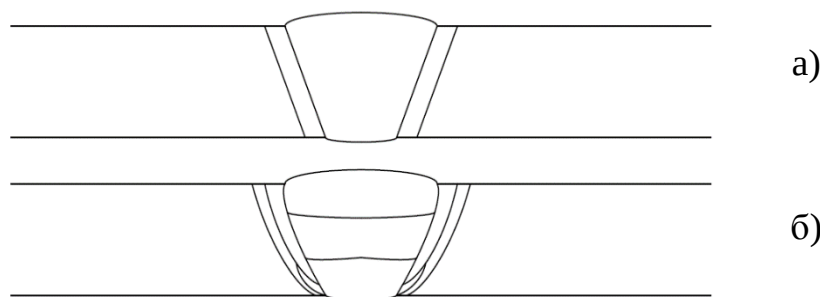


Рисунок 1 – Зоны механической неоднородности с учетом схематизации топографии (а) и с учетом распределения показаний твердости и подобия макроструктуры (б)

Выводы:

1. Схематизация отображения зон механической неоднородности при проведении прочностных расчетов может оказывать влияние на общую оценку несущей способности сварного соединения.
2. Топография механической неоднородности, построенная на основе данных твердости и оценки структуры макрошлифа, имеет существенное отличие по сравнению со схематичным отображением зон механической неоднородности;
3. Для возможности учета влияния зон механической неоднородности на напряженно-деформированное состояние необходимо оценивать комплекс факторов, влияющих на формирование таких зон.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бакши О.А. Механическая неоднородность сварных соединений. Ч.1. Челябинск: 1981. 57с.
2. Бакши О.А. Влияние степени механической неоднородности на вязкую прочность сварных соединений при растяжении / О.А. Бакши, Т.В. Кульневич // Физика и химия обработки материалов. - 1973. - №1. - С.23-27
3. Винокуров В.А. Сварные конструкции. Механика разрушения и критерии работоспособности / В.А. Винокуров, С.А. Куркин, Г.А. Николаев. - М.: Машиностроение, 1996. - 576с.
4. Шахматов М.В. Исследование влияния конструктивных и геометрических параметров стыковых биметаллических швов на работоспособность сварных соединений: автореф дис... канд.техн.наук / М.В. Шахматов. -М.: МВТУ им. Н.Э. Баумана, 1979. - 16 с.
5. Ямилев М. З., Тигулев Е. А., Распопов А. А. Оценка степени контактного упрочнения сварных соединений трубных сталей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 3. С. 252–262.

УДК 622.692.4.004.67

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ МЕТОДОМ ИСКУССТВЕННОГО ЗАМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТА

Т.А. Тимеркаев, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа

Магистральные трубопроводы, проложенные в северных регионах и заболоченных участках, имеют значительные расстояния. Ремонт трубопроводов, проложенных в таких условиях, сильно осложняется. На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из нескольких способов:

- с креплением стенок котлована;
- комбинированным методом;

- с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Были рассмотрены существующие методы повышения устойчивости грунта и предотвращения попадания воды в ремонтный котлован, что значительно упрощает процесс проведения капитального ремонта магистральных трубопроводов в условиях болот.

Основными методами повышения устойчивости грунта являются: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация) и искусственное замораживание грунтов.

Способ цементации не всегда удается применить. К примеру такие виды грунтов как мелкозернистые пески, пливуны, глинистые грунты не поддаются цементации.

Способ силикатизации, можно применить для грунтов с повышенной влажностью, но грунты, подвергшиеся силикатизации вернуть в первоначальное состояние не предоставляется возможным, что пагубно влияет на экологию.

В последние годы метод замораживания грунта жидким азотом стал стандартной методикой обработки неустойчивых грунтов, а также мест утечек.

Применение данного метода имеет много достоинств:

- процесс монтажа установки замораживания с использованием жидкого азота является недолгим и не трудоёмким;

- объем капитального вложения в установку замораживания с использованием жидкого азота является всего лишь малой частью капитальных вложений, по сравнению чем для монтажа рассольной установки.

- температура грунта после его заморозки ниже, чем в случае использования других методов. Благодаря чему устойчивость грунта будет намного выше. Низкая температура жидкого азота (минус 196⁰С) позволяет ускорить процесс замораживания, чем при процессе замораживания с использованием рассола;

- процесс является автоматическим;

- форма зоны замораживаемого грунта довольно гибкая;

- возможность применения данного процесса вместе со статическими опорами;

- возможность применения при высокой степени влажности грунта (5-100%);

- при замораживании грунта данным методом грунтовые воды не затопляют ремонтный котлован;

- значительно повышается твёрдость замораживаемого грунта;

- процесс обратим и безвреден для окружающей среды. Оттаивание грунта происходит за две-три недели;

Для того, чтобы заморозить 1 м³ грунта, нужно 1000 литров жидкого азота, что является весьма экономичным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методы закрепления грунтов [Электронный ресурс] / Подземный эксперт. URL:<http://www.undergroundexpert.info/tehnologii/item/974-metody-zakreplenyagruntov>(дата обращения: 15.08.2019).

УДК 624-2/-9

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНОГО ПАТРУБКА В ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.Ю. Хаев, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа

Патрубок приемо-раздаточный служит для приема и откачки нефти из резервуаров, а также для соединения технологических трубопроводов с резервуарами для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов. Количество патрубков зависит от производительности закачки/выкачки, а диаметр — от производительности сливно-наливных операций. ППР монтируются в нижнем поясе боковой стенки стального резервуара [1].

Процесс эксплуатации ППР в изотермических резервуарах осложняется тем, что некоторые резервуары для хранения СПГ обладают двумя стенками. Обычную систему компенсации нагрузок на резервуар приходится модернизировать, и рассматривать нагрузки, приходящиеся на ППР от двух стенок и изоляции. Для наблюдения за поведением приемо-раздаточного патрубка и оценки его характеристик, предлагается воспользоваться численным методом. Копию резервуара с врезанным в него ППР будем воссоздавать в программном комплексе SCAD [2]. Было принято решение о проведении исследований на участке находящимся между двумя стенками, туда будет установлен сильфонный компенсатор для предотвращения нарушения целостности ППР. Для приближения к реальным условиям резервуар будет нагружен: собственным весом, динамическими воздействиями (ветровая нагрузка), снеговые нагрузки, гидростатическое давление [3].

Применение численного метода для моделирования поведения и изменения характеристик приемо-раздаточного патрубка при его размещении в двустенном изотермическом резервуаре, позволит выделить опасные участки и подобрать эффективные методы для компенсации нагрузок, а также данные о влиянии перемещения стенок резервуара на напряженно деформированное состояние ППР полученного с помощью программного обеспечения SCAD, позволят модернизировать известные способы компенсации нагрузок применяемые на данный момент, тем самым увеличить надежность и долговечность данной конструкции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мустафин Ф.М., Жданов Р.А., Ахметов Ф.Ш. и др. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование: учебник для вузов. — Уфа, 2010. — С. 472.
2. Семенов А.А., Габитов А.Н. Проектно-вычислительный комплекс SCAD в учебном процессе. — М.: Издательство АСВ., 2005, — 152 с.

З. Карпиловский В.С., Криксунов Э.З., Маляренко М.А., Микитавренко М.А., Перельмутер А.В., Перельмутер М.А. Вычислительный комплекс SCAD – М.: Издательство «СКАД СОФТ», 2009, – 656 с.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕРОБЕТОНА ДЛЯ БЕТОНИРОВАНИЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

М.Б. Ханов, Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа

При строительстве морских трубопроводов используются трубы с бетонным утяжеляющим покрытием, предназначенным для придания трубопроводу отрицательной плавучести и механической защиты трубопровода от повреждения падающим грузом (якоря, сетевая оснастка рыболовных судов и др.). Типовая обетонированная труба состоит из коаксиально расположенных стальной трубы с защитным антикоррозионным покрытием и металлополимерной оболочки, пространство между которыми заполнено армированным бетоном. Концы трубы длиной 35-45 см оставляются необетонированными с целью последующего выполнения монтажной сварки. В настоящее время известны три основные технологии нанесения бетонного покрытия (в соответствии с ГОСТ Р 54382– 2011, DNV-OS-F101 от 2007 г., СТО Газпром 2-3.7-050–2006 и др.): набрызг, набивка и с помощью скользящей опалубки. В СТО Газпром 2-2.2-334–2013 предусмотрен еще один способ изготовления обетонированных труб, предполагающий закачку бетонной смеси в оболочку под давлением.

К недостаткам труб со сплошным бетонным покрытием относят увеличение изгибной жесткости трубопровода. При изгибе трубопровода с монолитным сплошным бетонным покрытием в силу различий изгибной жесткости сечения стального трубопровода в необетонированной зоне (β -зоне) и изгибной жесткости сечения в зоне, защищенной бетонным покрытием, напряжения локализуются в окрестности кольцевого сварного шва, достигая максимальных значений по мере приближения к бетонному покрытию (рисунок 1).

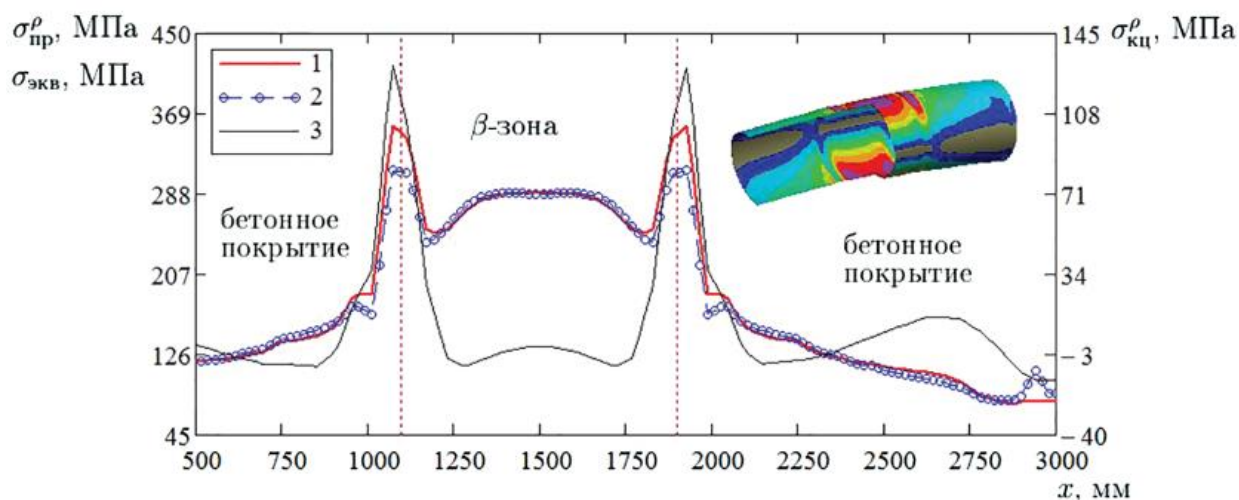


Рисунок 1 – Эпюры распределения напряжений вдоль образующей трубы при изгибе:
1 – продольные напряжения; 2 – эквивалентные напряжения;
3 – кольцевые напряжения

Одним из методов уменьшения изгибной жесткости обетонированного трубопровода является нанесение кольцевых прорезей в бетонном покрытии с определенным шагом. Такая конструкция обетонированной трубы приводит к незначительному изменению изгибной жесткости по сравнению с необетонированной трубой и небольшому увеличению коэффициента концентрации деформаций на необетонированных участках трубы. Однако при строительстве современных морских трубопроводов нормативной документацией на бетонное утяжеляющее покрытие (СТО Газпром 2-3.7-050-2006, Р Газпром 2-3.7-207-2008) вышеуказанные технологические разрывы в бетонном покрытии не предусмотрены.

В этом случае бетонное покрытие оказывает следующее дополнительное влияние на НДС морского трубопровода: изменяет изгибную жесткость трубы и делает эту изгибную жесткость переменной по длине трубопровода; вызывает концентрацию деформаций на кольцевых срезах бетонного покрытия; изменяет расположение оси изгиба трубы; изменяет НДС необетонированных участков трубы в случае отслаивания покрытия при недостаточности адгезионных свойств.

В данной работе предлагается применение быстросхватывающегося серобетона для бетонирования сварных стыков на борту трубоукладочного судна непосредственно перед укладкой трубы, что позволит достичь оптимального распределения напряжений на сварных стыках и повысить их защищенность.

Серобетон — это современный композитный материал, в основу которого входят инертные заполнители и наполнители, выполняющие функции структурного каркаса, и вяжущее — техническая сера с модифицирующими добавками. Бетонную смесь выпускают в гранулированном виде и расфасовывают в мешки с грузовыми петлями для удобства перевалки с помощью кранов или погрузчиков, оборудованных вилочными захватами. Поскольку гранулы нечувствительны к погодным условиям, то не требуется предусматривать специальные мероприятия по перевалке и хранению бетонной смеси.

Технология бетонных работ заключается в следующем. Гранулы бетонной смеси через бункер загружают в битумный котел и нагревают до температуры плавления, составляющей 115 - 120 °С. Такая температура не опасна для муфт с термоусадкой и антикоррозионной пленки, используемых для изоляции сварных швов. Для нанесения покрытия из высокопрочного быстросхватывающегося бетона на монтажные стыки труб можно применять оборудование, используемое при работах с горячими мастиками. После расплавления гранул бетонную смесь заливают в многоразовую опалубку, установленную вместе с арматурой над бетонируемым стыком трубопровода. Во избежание образования пустот бетон уплотняют с помощью вибраторов. После заполнения формы бетоном для ускорения отверждения смеси поверх нее обычно устанавливают охлаждающий водяной кожух, который затем удаляют. На процесс отверждения уходит от 4 до 10 мин, после чего бетон приобретает прочность на сжатие порядка нескольких тысяч кПа, а еще через час - твердость, соответствующую твердости бетонного покрытия труб из портландцемента.

Сравнительная характеристика свойств серного и портландцементного бетонов представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение свойств серного и портландцементного бетонов

Результаты испытаний	Серобетон	Бетон из ПЩ
Прочность на сжатие, МПа	62,0	34,5
Прочность на растяжение, МПа	7,4	2,6
Модуль упругости	$(3 - 4) \cdot 10^4$	$(2,8 - 3,7) \cdot 10^4$
Коэффициент линейного расширения, °С	$8,3 \cdot 10^{-6}$	$8,3 \cdot 10^{-6}$
Плотность	2400 кг/м ³	2400 кг/м ³
Время набора прочности 100%, ч.	3	672
Истираемость, %	3	17

УДК 621.644.075

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ УКЛАДКЕ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОПРОВОДА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2»

А.И. Чернова, Д.А. Гулин, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа

На сегодняшний день системы трубопроводного транспорта в нефтегазовой промышленности обеспечивают безостановочную поставку нефти и газа с их месторождений до перерабатывающих заводов и потребителей, являясь основным и наиболее дешевым из существующих способов доставки.

С ростом выявления углеводородных залежей на шельфовых участках страны появилась необходимость в создании нового направления в нефтегазовой отрасли – строительство морских трубопроводных систем.

На этапах проектирования, сооружения и эксплуатации шельфовых трубопроводов наиболее актуальной проблемой является обеспечение высокого уровня надежности морской конструкции. Это объясняется тем, что подобные системы, отличающиеся внешней простотой, характеризуются сложной схемой действующих силовых факторов.

Сложность проведения осмотров и приборного обследования морских трубопроводов увеличивают возможность возникновения отказов, что в свою очередь, привело к необходимости разработки методов для осуществления оценки ресурса элементов трубопроводной конструкции, учитывающих техническое, фактическое состояние и временные повреждения используемых материалов.

Как и для магистральных трубопроводов на суше, надежность шельфовой конструкции базируется на расчетах на прочность, устойчивость и долговечность.

Основой для выполнения расчетов напряженно-деформированного состояния (НДС) выступают методы строительной механики и сопротивления материалов. Ввиду недостаточной точности получаемых результатов были разработаны численные методы, позволяющие максимально учесть реальные условия нагружения объекта. Одним из таких является метод конечных элементов (МКЭ) для использования которого необходимо минимум исходных данных.

Целью работы являлось проведение анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода при его укладке S-методом на примере газопровода «Северный поток-2». Выбор данного газопровода объясняется его современностью, надежностью и экологической безопасностью поставок.

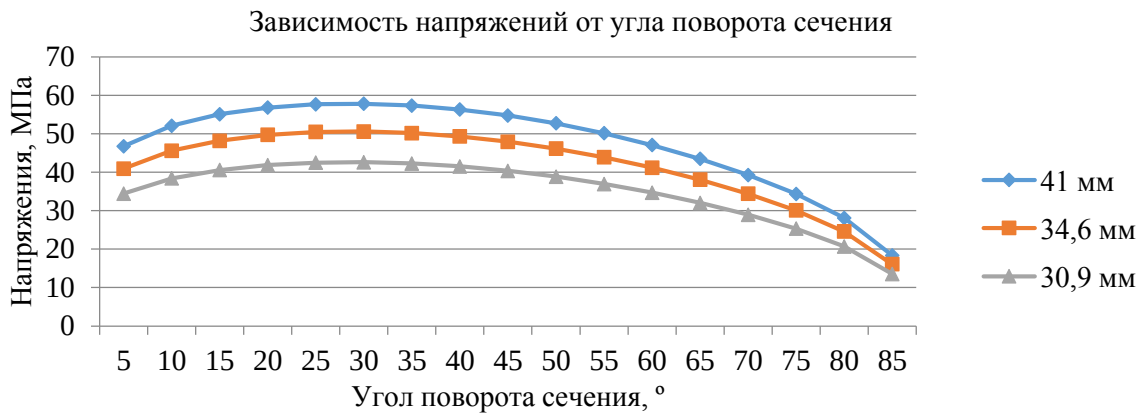


Рисунок 1 – График зависимости изгибных напряжений от угла поворота сечения трубопровода

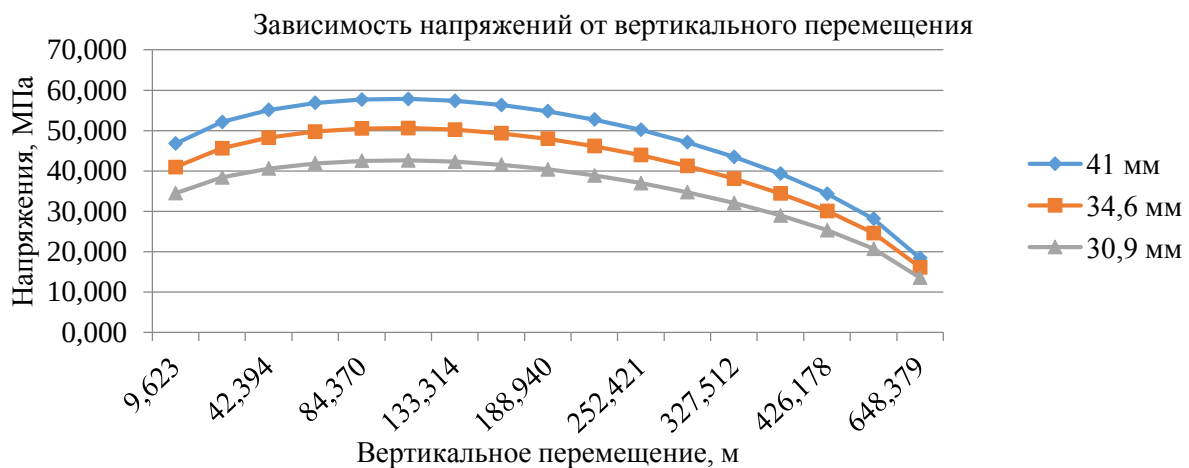


Рисунок 2 – График зависимости изгибных напряжений от вертикального перемещения трубопровода

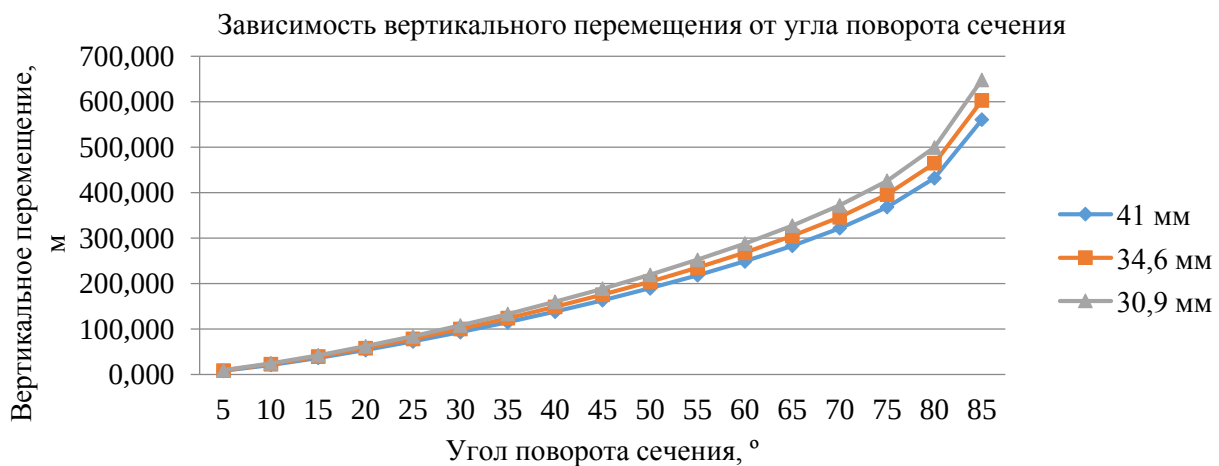


Рисунок 3 – График зависимости вертикальных перемещений трубопровода от угла поворота сечения

Анализ напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом показал, что для различных номинальных толщин труб (30,9 мм; 34,6 мм и 41 мм) с увеличением угла поворота сечения трубы ($5^\circ \leq \theta_g \leq 85^\circ$) происходит рост допускаемых вертикальных перемещений или увеличение глубины погружения трубопровода $\delta_g(\theta_g)$. При увеличении угла наклона стингера до 30 град напряжения увеличиваются, и достигают максимальных значений и составляют от 42,616 МПа до 57,830 МПа в зависимости от толщины стенки трубопровода. Следовательно, $\theta_g = 30^\circ$ является наиболее опасным при осуществлении работ по укладке трубопровода.

Исходя из полученных данных можно сделать вывод о том, что при достижении угла поворота сечения трубы $\theta_g = 65^\circ$ напряжения в трубопроводе становятся меньше, чем в начале процесса укладки. Укладка на глубинах от 200 м до 350 м лучше производить наклоном стингера от 40 до 70 град. С увеличением угла более 70 град происходит резкое уменьшение напряжений. Стоит отметить, что для S-метода укладка с наклоном свыше 70 град может быть опасной из-за конструктивных особенностей устройства. Такая укладка по своей сущности будет ближе к укладке J-методом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рудаченко, А.В. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.
2. Васильев, Г.Г. Сооружение морских трубопроводов: Учеб. для вузов / Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. – М.: Российский государственный университет нефти и газа И.М. Губкина, 2015. – 200 с.
3. Бородавкин, П.П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 2. Технология строительства – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 408 с.

УДК 622.692.4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВИЯ ПРОДОЛЬНОГО СЖИМАЮЩЕГО УСИЛИЯ

Б. Р. Шайбаков, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа

Из статистических данных следует, что одной из причин отказов на магистральных трубопроводах является наружная коррозия металла труб по причине снижения характеристик изоляционных покрытий, нанесенных при строительстве в трассовых условиях с применением различных пленок холодного нанесения и битумно-резиновых мастик [1]. Опыт эксплуатации магистральных трубопроводов показывает, что покрытия после 10-15 лет эксплуатации практически теряют свои защитные свойства и требуют замены.

Из многообразия схем ремонта трубопроводов с переизоляцией рассмотрим метод сплошной переизоляции с подъемом в траншее ремонтируемой плети на требуемую высоту.

Исходя из последних тенденций изменения регионов нефтедобычи, новые трубопроводные системы сооружаются в более суровых климатических и сложных грунтовых условиях. Положительный температурный перепад в районах Севера и Сибири для некоторых трубопроводов может достигать до 70°C.

В результате решения уравнения изгиба были получены некоторые аналитические зависимости с учетом рекомендаций работ [2, 3].

Установлено, что наличие продольного сжимающего усилия в трубопроводе от воздействия положительного температурного перепада приводит к изменениям технологических параметров капитального ремонта и повышению уровня механических напряжений в стенке труб (рисунок 1).

С целью обеспечения безопасности производимых ремонтных работ следует определять технологические параметры ремонта с учетом продольных усилий.

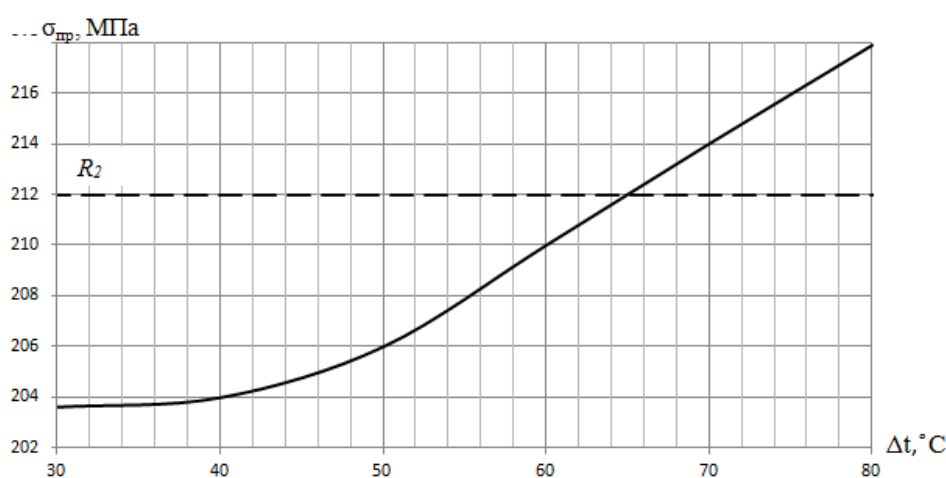


Рисунок 1 – Зависимость суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ в сечении максимального подъема трубопровода четырьмя трубоукладчиками от температурного перепада

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: <http://www.gosnadzor.ru/> (дата обращения 01.04.2019).
2. Березин В.Л. Капитальный ремонт нефтепроводов без остановки перекачки / В.Л. Березин, К. Е. Ращепкин. – М.: Недра, 1967. – 127 с.
3. Гумеров А.Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. - 525 с.

УДК 622.692

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТОЧЕЧНО ЗАКРЕПЛЕННОГО ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Х.Ш. Шамилов, УГНТУ, г. Уфа

При проектировании протяженного подземного трубопровода в районах с прерывистым и островным характером распространения мерзлоты было предложено обеспечить проектное положение объекта методом точечного закрепле-

ния трубопровода при соблюдении условий прочности участков, регламентируемых нормативными документами [1].

Многолетний опыт использования теплоизоляции труб в различных отраслях промышленности позволяет говорить о её низкой эффективности для условий непрерывной и длительной эксплуатации при отсутствии направленного отвода тепла или подачи хладагентов [1, 2]. Таким образом, сохраняется риск оттаивания окружающего грунта даже при использовании теплоизоляционных покрытий большой толщины. В этом случае теплоизоляция только усилит не-проектные нагрузки, как при всплытии, так и при провисании трубопровода. Так как магистральные газопроводы большого диаметра из-за положительной плавучести относятся к наиболее опасному случаю. В рамках исследования рассматривались результаты, полученные для газопровода DN1200.

Для подтверждения вышеизложенного довода о негативном влиянии теплоизоляции, а также с целью исследования влияния толщины теплоизоляции и шага расстановки опор на напряженно-деформированное состояние точечно закрепленного подземного трубопровода было проведено численное моделирование участков магистрального газопровода в подземном исполнении методом конечных элементов (МКЭ) в программном комплексе ANSYS (рисунок 1).

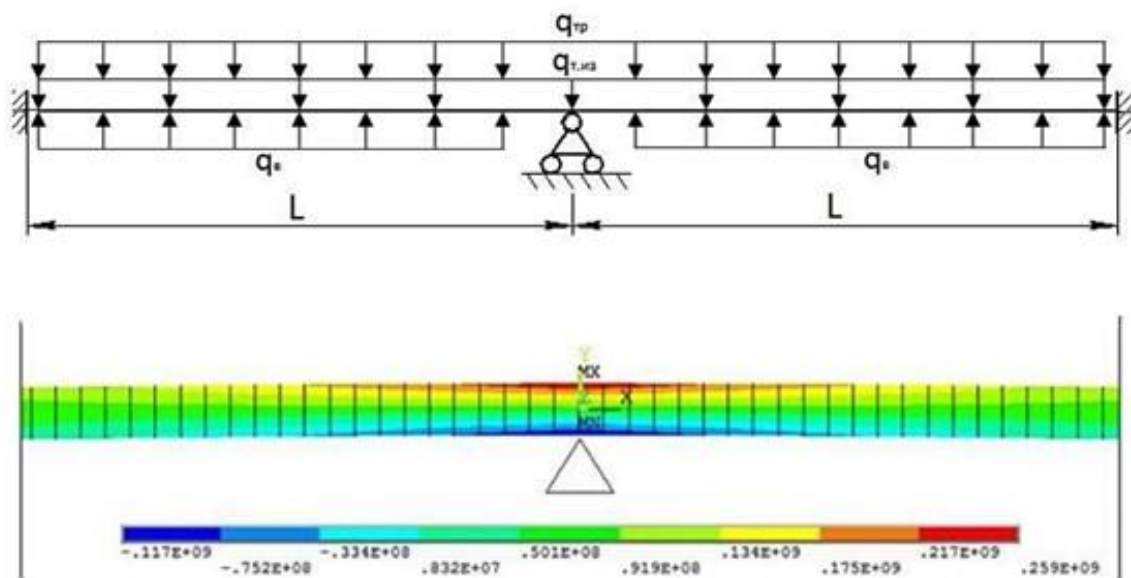


Рисунок 1 – Балочная расчетная схема для разработки модели МКЭ

Наиболее опасным случаем, как показали расчеты модели, является образование термокарста с провисанием трубопровода, где дополнительная нагрузка от веса теплоизолированного участка приводит к возникновению недопустимых напряжений.

Важно отметить, что теплоизоляция приводит к увеличению нагрузок как при провисании, так и при всплытии участков газопровода, а с учетом ее стоимости и невозможности исключить теплообмен с окружающими мерзлыми породами в условиях длительной эксплуатации, ее использование видится нецелесообразным для подземных участков незначительной протяженности в местах пересечения зон островной мерзлоты и линзовых ледяных включений.

При апробации данной модели с помощью аналитических зависимостей получена высокая сходимость, в том числе при определении местоположения и величины напряжений в опасных сечениях – в точках закрепления трубопровода, принятых в модели в виде подземных анкерных опор.

Для проверки полученных результатов была создана экспериментальная установка (рисунок 2), которая также подтвердила работоспособность численной модели.

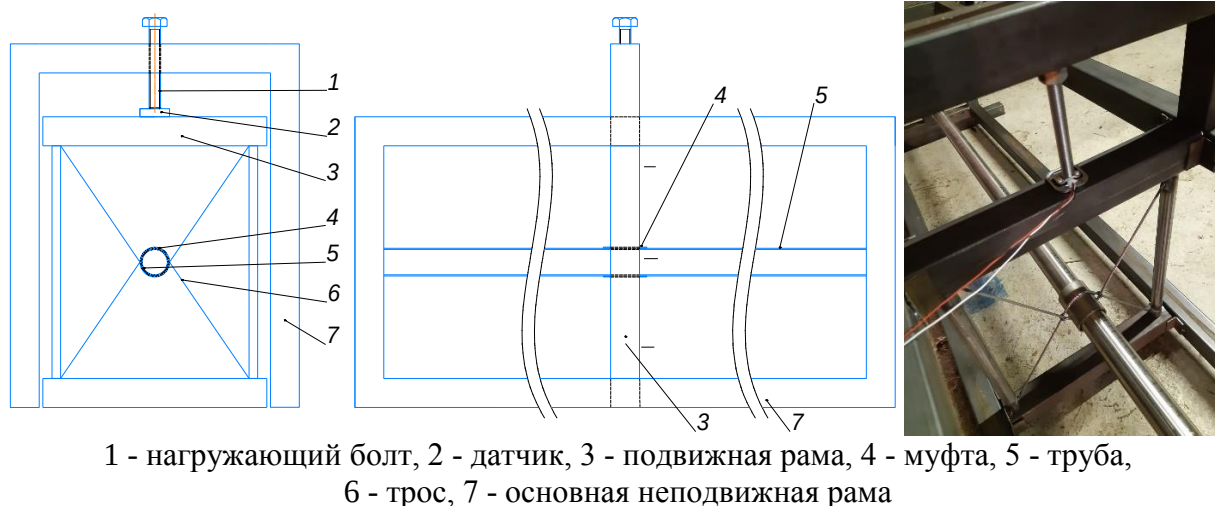


Рисунок 2 – Схема и общий вид экспериментальной установки

Результаты аналитических, численных и экспериментальных исследований позволили установить, что предложенный метод точечного закрепления трубопровода способен обеспечить его проектное положение в мерзлых грунтах локального характера, а разработанная численная модель позволяет получить корректные выходные данные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шамилов Х.Ш., Десяткин Д.П. Особенности проектирования трубопроводов в зонах распространения островной мерзлоты // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 3. С. 24-28.
2. Закирова Э. А., Гаррис Н. А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория Нефтегаз. 2017. № 1. С. 14-19.

УДК 624.139.22

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ПУЧИНИСТЫМИ ГРУНТАМИ

Э.И. Шарипова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время в планах развития народного хозяйства страны большое место уделяется освоению районов Крайнего Севера и Сибири. В связи с активным увеличением объемов строительства в этих районах на грунтах, подверженных глубокому сезонному промерзанию, особенно остро возникают проблемы, связанные с объемным деформированием (пучением) промерзаю-

щих нескальных горных пород и грунтов, а также воздействием пучинистых грунтов трубопроводы, в частности. Эти же проблемы тесно связаны с безопасной эксплуатацией трубопроводов на участках распространения пучинистых грунтов [1].

Пучение – процесс увеличения объёма грунтов вследствие расширения грунтовой влаги и подтянутой к фронту промерзания в процессе миграции влаги, которое обусловлено рядом физико-химических и физико-механических процессов.

Укладка трубопроводов в буграх пучения не допускается, так как при изменении объема грунтового массива произойдет перемещение трубопровода, в поперечном сечении которого возникнут изгибные напряжения, вследствие чего может произойти разрыв [2].

Процесс морозного пучения изучен недостаточно – нет методик, определяющих реальную нагрузку от грунта на трубопровод и напряженно-деформированное состояние трубопровода, подверженного грунтовым деформациям.

Измерение сил пучения является актуальной и необходимой задачей не только для трубопроводного транспорта, но и для других отраслей промышленности, что позволит в полной мере производить учет этого фактора при проектировании и строительстве различных объектов.

Экспериментальное моделирование процесса пучения грунтов позволит решить следующие задачи:

- определение деформаций грунтов при возникновении морозного пучения;
- определение деформаций трубопровода и их распределения по длине участка трубопровода, в том числе на соседних участках трубопровода;
- проверка эффективности существующих средств и методов инженерной защиты подземных сооружений на участках распространения пучинистых грунтов;
- определение оптимальной глубины заложения трубопроводов на таких участках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гулин Д.А. Проблема пучения в трубопроводном строительстве и методы её устранения / Д.А. Гулин, Э.В. Файзуллина, Э.И. Шарипова, А.С. Глазков, М.Э. Дусалимов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2020. – С. 60-73.
2. Цвигунов Д. Г. Влияние сезоннопромерзающих грунтов на фундаменты вертикальных стержневых элементов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.23.02/ Цвигунов Дмитрий Геннадьевич – Хабаровск, 2018. – 133 с.

СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

*Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа, Р.Р. Абдрахманов,
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», г. Уфа*

На возникновение разрушений магистрального газопровода влияют следующие факторы:

- расположение дефектов на участке газопровода;
- продольный заводской сварной шов, в частности, для прямошовных труб;
- климатические и геологические условия окружающей среды, на которой прокладывается газопровод;
- срок, в течение которого производится эксплуатация газопровода;
- диаметр трубы газопровода;
- зависимость возникновения дефектов относительно периметра труб газопроводов;
- тип изоляции, нанесенной на трубопровод, изоляция может быть битумной, плёночной и заводской;
- толщина стенки труб, разделяют на тонкостенные, средней толщины, а также толстостенные трубы;
- способ производства трубы: прямошовная, двухшовная, одношовная и спиралешовная труба.

Анализ статистических данных показывает, что значимых по глубине и площади дефектов общей коррозии в зоне распространения дефектов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) не наблюдается, обнаружены только незначительные следы коррозии. То есть, возникновение дефектов на газопроводах в условиях нарушенного изоляционного покрытия имеет два пути развития: процесс вяло текущего общего коррозионного процесса и развитие дефектов КРН в условиях повышенного уровня напряжений в стенке труб. Поэтому особо значимым фактором следует считать целостность изоляционного покрытия труб: только при хорошей защите поверхности трубы можно ожидать уменьшения количества повреждений дефектами КРН.

В настоящее время эксплуатируются магистральные газопроводы с тремя типами изоляционного покрытия: битумное, плёночное и заводское изоляционное покрытие. Правильно нанесенная битумная изоляция демонстрирует удовлетворительные результаты в плане защиты газопроводов от КРН; пленочная же изоляция, как правило, установленная в трассовых условиях, показывает неудовлетворительные результаты – на участках трубопроводов с пленочной изоляцией фиксируется появление очагов КРН. Решение проблемы влияния коррозионной среды может решаться путем нанесения на трубы качественной трехслойной полиэтиленовой изоляции, нанесенной в заводских условиях, желательно использовать этот вид изоляции для новых газопроводов.

При возникновении дефектов КРН большое значение имеют фактические напряжения, возникающие вследствие действия внутреннего давления, а также дополнительные напряжения от внешнего воздействия на трубопровод. Спиралешовная труба

лешовные трубы принимают большие по значению остаточные напряжения, которые образуются на стадии их производства, когда возникают сложные напряженно-деформированные нагружения, например, изгиб с кручением. Исходя из этого, можно сказать, что для спиральношовных труб нужно обязательное проведение термической обработки на стадии производства, чтобы провести снятие остаточных напряжений. Эта технология на сегодняшний день введена и применяется на изготовлении труб на Волжском трубном заводе.

Найденные значимые различия между прямошовными одношовными и двухшовными трубами связаны с производством труб. Способ изготовления труб изменить нельзя, двухшовные и одношовные трубы будут производиться в любом случае и в будущем времени. Жесткие рамки для формовки длинных и узких, по размерам, листов для двухшовных труб, с подгибкой кромок после, добавляют дополнительные напряжения. Помимо этого, продольная протяжка при помощи роликов способствует возникновению продольных царапин и полей напряжений. Наиболее остро эта проблема стоит по трубам Харцызского трубного завода, превалирующее большинство труб которого показало плохой результат. Поэтому вопрос о снятии остаточных сверхнормативных напряжений при изготовлении прямошовных труб остается нерешенным, но этот вопрос может быть решен технологическим путем. В этот вопрос также нужно добавить и не менее важную проблему по причине зарождения и развития дефектов КРН в зоне термического влияния, которая образуется по направлению сварного продольного шва в момент проведения сварки трубы в заводских условиях. В этой зоне (зона активного термического влияния сварного шва не превышает 5-10 мм) трещины КРН появляются на разном расстоянии от сварного шва.

Изменения структуры в околошовной зоне приводят и к изменению твердости. Измерения показали, что как в отечественных, так и в зарубежных сталях наблюдается «провал» значений твердости HR15N в зоне перекристаллизованной ферритоперлитной смеси на расстоянии около 5 мм от границы шва. Таким образом, в околошовной зоне наиболее опасными участками с пониженными механическими свойствами являются как примыкающая к сварному шву часть крупнозернистой зоны перегрева около 1-2 мм с преимущественно бейнитной структурой и присутствием приграничного видманшттетова феррита, так и зона перекристаллизации (2-4 мм) с ферритоперлитной смесью. Рекомендацией к выявлению процессов развития дефектов может стать применение термической обработки при изготовлении прямошовных труб с проведением последующих испытаний. Провести качественную термическую обработку наряду с технологическим процессом сварки продольного шва, на общую ширину 500 мм, т.е. по 250 мм с обеих сторон, чтобы устранить остаточные напряжения в зоне догиба кромок и остаточные напряжения в зоне термического влияния.

Одним из сложных решений проблемы возникновения очагов КРН является фактор влияния толщины стенки труб. В расчетной толщине стенки труб учтен нормативный коэффициент запаса прочности, который составляет порядка 30% от проектного рабочего давления газопровода. Данный коэффициент

позволяет в течение значительного срока эксплуатации компенсировать рост напряжений от внутреннего давления и внешних воздействий. Этот запас прочности создает инкубационный период, равный 8-9 лет, в течение которого проходит полное исчерпание сопротивления металла труб развитию коррозионного растрескивания под напряжением. По окончании этого периода происходит открытие доступа к поверхности металла трубы агрессивной среды, вследствие чего в местах локализации остаточных напряжений и колоний неметаллических включений образуются очаги КРН. Таким образом, со скоростью развития 1 мм/год и более к 13-14 летнему сроку эксплуатации трещины КРН могут достигать глубин до 6-7 мм, после чего происходит их слияние с последующим появлением магистральной трещины, которая в свою очередь может вызвать аварийную ситуацию.

С учетом одинаковых условий, но для разных толщин стенок, нагрузка на единицу площади стенки возрастает с уменьшением толщины стенки трубы. Компенсация высоких напряжений возможна не только за счет увеличения толщины стенки труб, но и за счет увеличения параметров механических свойств металла труб: пределов текучести и прочности сталей. Путем этих действий выполняются высокие экономические показатели высокопрочных тонкостенных труб. Достигнутое прочностное соотношение в тонкостенных трубах легко изменяется в сторону увеличения напряжений, за счет влияния коэффициента концентрации напряжений. Вот почему тонкостенные трубы, работающие в таких условиях, ведут к избирательному зарождению и развитию дефектов КРН.

В зарубежных стандартах прочностной расчет стенки труб выполняется по величине предела текучести стали труб, что обеспечивает большой запас прочности и, соответственно, большую толщину стенки труб, а, следовательно, большой по времени инкубационный период до возникновения КРН. Отечественные нормативы предусматривают расчет толщины стенки по величине предела прочности стали труб, в результате чего газопроводы оказались выполненными из большого количества тонкостенных труб. Наиболее тревожное положение сложилось по прямошовным двухшовным и спиральношовным трубам диаметром 1420 мм с толщиной стенки 15,7 мм, сталь марки 09Г2ФБ, 08Г2ФЮ производства Харцызского трубного завода, на которых выявлено основное количество дефектов КРН и несколько меньшее количество на сталях типа Х65 и Х70. В годы строительства магистральных газопроводов (25-30 лет назад), трудно было даже предположить, что может существовать такая проблема, как инкубационный период зарождения дефектов КРН, связанный с толщиной стенки труб, который определяется уровнем предельного сопротивления зарождению дефекту КРН.

Выделим следующие пути решения проблемы развития коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов:

- прямой и наиболее действенный, но сверхконсервативный и экономически невыгодный метод, это снижение рабочего давления транспортируемого газа в трубопроводах до рекомендуемого уровня;

- постепенная замена тонкостенных труб;
- полное исключение применения пленочной изоляции труб, в том числе при производстве ремонтных и аварийно-восстановительных работ;
- применение труб только с высококачественной заводской изоляцией, гарантированный срок эксплуатации которой должен соответствовать сроку эксплуатации трубопровода;
- искусственное повышение несущей способности тонкостенных труб путем увеличения толщины стенки с помощью бандажирования металлической лентой или высокопрочными полимерными материалами. Данный метод, конечно, требует технологической отработки, особенно в трассовых условиях, но преимущество его в возможности одновременного решения двух главных вопросов: повышение несущей способности труб, обеспечивающее вывод на проектное давление, и нанесение высококачественной изоляции газопроводов, находящихся длительное время в эксплуатации;
- постепенно снижать долю двухшовных труб, используемых при строительстве газопроводов;
- разработать дополнительные требования к химическому составу и предельным допускам на содержание неметаллических включений в трубной стали;
- ввести ограничения в требования на поставку труб с дефектами по внутреннему расслоению;
- разработать дополнительные требования по максимально допустимому уровню предела прочности металла труб и к коэффициенту жесткости трубы (отношение толщины стенки к диаметру трубы).

УДК 622.692.4.07

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИЗГОТОВЛЕНИЯ СФЕРИЧЕСКОЙ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО С ПРИМЕНЕНИЕМ СВАРНОЙ БАЛКИ

Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа, Н.А. Мавлиханов, ОСП «Уфимский завод металлических конструкций «Востокнефтезаводмонтаж», г. Уфа

Предложен метод изготовления сферической крыши резервуара вертикального стального с применением сварной балки. Сварная балка — это сварная конструкция, не уступающая механическими параметрами горячекатаной балке. Важнейшей задачей производства металлоконструкций является снижение металлоемкости без ущерба прочности. Одним из решений данной задачи является применение сварной балки для изготовления сферической крыши резервуара вертикального стального. Использование сварной балки в значительной мере уменьшает массу несущей конструкции, что положительно влияет на рентабельность проекта. Также длина балки может быть абсолютно любой, тогда как длина горячекатаной балки стандартная и составляет 12000 мм. При применении сварной балки отпадает необходимость разделять крышу на секции.

Материал — сталь 09Г2С. Геометрические размеры балки 25Б1: толщина стенки 5мм, толщина полки 8мм, высота стенки 232 мм, ширина полки состав-

ляет 124 мм. Подобран наиболее подходящий способ сварки для балки - полуавтоматическая сварка плавящимся электродом в среде защитных газов. Данный выбор обоснован тем, что сварка будет производиться в цеху, где не требуется хорошая мобильность. При этом скорость сварки значительно выше, чем при других способах сварки. Для автоматизации процесса целесообразно применять данный вид сварки в сочетании с кареткой, что обеспечит высокую производительность и сведет к минимуму образование дефектов в процессе сварки, так как исключается человеческий фактор. Сварочная каретка представляет собой самоходный механизм, несущий сварочную горелку для сварки плавящимся электродом в среде защитных газов и способный перемещаться со сварочной скоростью по траектории сварного стыка. Подобраны сварочная каретка SW-F11 и режимы полуавтоматической сварки. Диаметр проволоки принят $l=1,2$ мм, сила сварочного тока $I=220$ А, напряжение $V=23$ В, скорость каретки следует принимать 35 м/ч, вылет электрода $b=10$ мм, расход газа $C=8$ л/мин. Для достижения полного провара подходящим сварным соединением для сварки сварной балки является соединение ТЗ (тавровое соединение №3).

После расчета нагрузок проектного варианта горячекатаной балки резервуара вертикального стального выяснено, что данная конструкция имеет ряд недостатков по прочностным характеристикам в связи с геометрическими размерными особенностями и большой массой изделия. При замене горячекатаной балки на сварную конструкция существенно облегчилась за счет изменения сечения стенки балки по направлению к центру крыши.

Произведен расчет горячекатаной и сварной балок на прочность с применением программы Компас-3D САПР. Для упрощения модели вместо всей крыши целиком рассматриваются две главные вальцованные балки, закрепленные по торцам, упирающиеся друг в друга с жесткой заделкой. Распределенную силу приняли равной $Q = 23500$ Н, исходя из общей массы крыши. Данная модель представлена на рисунке 1 в системе прочностного анализа АРМ FEM для КОМПАС-3D.

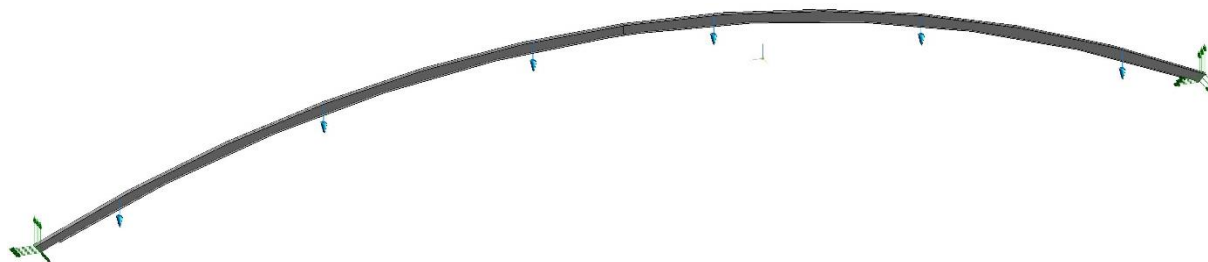


Рисунок 1 – Модель двух горячекатаных балок с закреплениями и распределенной силой

Расчет горячекатаной и сварной балок на прочность с применением программы Компас-3D САПР показал, что при прикладывании той же нагрузки, что и на горячекатаную балку, у сварной балки максимальное значение эквивалентного напряжения по Мизесу уменьшилось на 9,50 МПа, максимальное суммарное линейное перемещение составляет 5,147 мм, что значительно мень-

ше суммарного линейного перемещения горячекатаной балки. Перемещение сократилось на 42,644 мм. Минимальное значение коэффициента запаса по текучести для сварной балки увеличилось по сравнению с горячекатаной на 0,447 и составляет 4,285. Минимальное значение коэффициента запаса по прочности для сварной балки увеличилось по сравнению с горячекатаной балкой на 0,781 и составляет 7,476.

При этом затрачивается меньшее количество металла за счет уменьшения ширины стенки балки. Масса сварной балки составляет 313,5 кг, что на 73,33 кг меньше горячекатаной.

Проанализирована стоимость работ для проектного варианта изготовления горячекатаной балки и для изготовления сварной балки. Расчет стоимости работ проведен на примере Уфимского завода металлических конструкций ОСП «УЗМК ВНЗМ».

Для расчета стоимости было использовано три раздела:

- основные и вспомогательные материалы;
- механизмы;
- заработная плата.

К основным материалам относится горячекатаная балка, стоимость которой на сегодняшний день в розницу составляет 58000 рублей. К вспомогательным материалам относятся электроды, кислород, пропан, бутан и прочее.

К механизмам для изготовления продукта относятся:

- краны мостовые электрические при работе на монтаже;
- автомобиль бортовой грузоподъемностью до 8 тонн;
- установки для сварки ручной дуговой;
- аппараты для газовой сварки и резки;
- машины шлифовальные электрические;
- заготовочная линия VSB1500 – автоматическая линия, которая

включает в себя дробемет, плазменную резку, сверлильный станок, ленточную пилу.

Заработная плата состоит из заработной платы производственных рабочих и накладных расходов.

Расчет показывает, что изготовление горячекатаной балки, на примере Уфимского завода металлических конструкций ОСП «УЗМК ВНЗМ», обходится 79 825 рублей на тонну. При изготовлении сварной балки цена составляет 71 090 рублей за тонну. Это связано с меньшей стоимостью листового проката, по сравнению с двутавровой продукцией. При средней массе крыши РВС 10000 м³ более 60 тонн данное снижение стоимости является существенным.

ПРОВЕДЕНИЕ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ С ПОМОЩЬЮ СКАНЕРА-ДЕФЕКТОСКОПА A2072 INTROSCAN

Д.А. Шкапенко, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа

Сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan предназначен для обнаружения и измерения параметров дефектов основного металла труб и сварных дефектов при проведении внутритрубной диагностики технологических трубопроводов компрессорных станций без нарушения их целостности. Благодаря сканеру-дефектоскопу можно установить наличие загрязнения и посторонних предметов внутри трубопровода, а также обнаружения мест отслоения защитного покрытия. Для проведения внутритрубной диагностики необязательно проводить очистные мероприятия.

Сканер можно загружать в трубопроводы через имеющиеся люк-лазы, свечные линии от Ду 300 мм, технологические отверстия 320 x 240 мм. Обследование основного металла и сварных соединений элементов трубопроводов проводится с применением телевизионно-оптической системы (визуально-измерительный контроль) и антенных решеток с акустическими датчиками с сухим точечным контактом (волноводный ультразвуковой контроль, поперечная ультразвуковая волна SH-поляризация).

Блок ультразвукового контроля построен на базе ультразвуковых преобразователей с сухим точечным контактом, позволяющей возбуждать и принимать ультразвуковые колебания в стенке деталей трубопровода без применения контактной жидкости – только за счет трения керамического протектора преобразователя с поверхностью металла. Набор из 32-х преобразователей образует антенную решетку, фазированную в требуемом направлении и формирующую направленные ультразвуковые волны в стенке деталей трубопровода. Диапазон частот от 20 до 80 кГц. (поиск дефектов с высотой более 10% от толщины стенки деталей, эффективная длина контроля до 4 000 мм) [1].

Передвижение сканера-дефектоскопа осуществляется по всей оси трубопровода благодаря магнитным колесам. Магнитный модуль изготовлен на основе редкоземельного магнита с высокой остаточной магнитной индукцией. Усилие отрыва магнитного мотор-колесного модуля от ферромагнитной поверхности – 600 Н (60 кгс). В модуль встроены датчики Холла, контролирующие напряженность магнитного поля контура «колесо-поверхность», позволяющие фиксировать момент отрыва колеса от ферромагнитной поверхности.

Управлением и получением диагностической информации занимается оператор. С помощью специального программного обеспечения и подключенного джойстика у оператора есть возможность в режиме реального времени обследовать полость трубопровода, либо устанавливать робота для автоматического сканирования [2].



Рисунок 1 - Сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приборы неразрушающего контроля [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://t-ndt.ru/katalog/defektoskopyi/ultrazvukovyye/skaner-defektoskop-a2072-introscan.html> (дата обращения 22.10.2020)
2. Акустические контрольные системы [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://acsys.ru/skaner-defektoskop-a2072-introscan/> (дата обращения 22.10.2020)

УДК 622.692.23-034

КОНСТРУИРОВАНИЕ И КОМПОНОВКА УСПОКОИТЕЛЕЙ АЛЮМИНИЕВОГО ПОНТОНА ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

И.Н. Якишбаев, И.Э. Лукьянова, А.Н. Якишбаев, УГНТУ, г. Уфа

Требования современных нормативных документов, законодательства в области промышленной безопасности и охраны окружающей среды, разнообразие эксплуатационных условий подразумевают высокую степень ответственности проектировщиков, конструкторов, строителей и эксплуатирующих организаций на каждом этапе строительства и работы опасных производственных объектов. Не исключение и объекты хранения нефти и нефтепродуктов – вертикальные стальные резервуары с понтоном [1, 2].

Для предотвращения кренообразования, заклинивания понтонов и, соответственно, предотвращения аварий и инцидентов, предложено устанавливать на понтоны устройства для повышения остойчивости – успокоители.

Исследования и результаты вопросов повышения остойчивости алюминиевых понтонов на сегодняшний день предлагают различные конструкции успокоителей: устройства Т-образной листовой конструкции, успокоители коробообразного типа, успокоители цилиндрического типа и др. [3, 4].

Основные оценочные показатели, определяющие параметры успокоителей:

- эффективность (повышение остойчивости понтона);
- материалоемкость (экономический фактор);
- работоспособность (на протяжении эксплуатационного периода).

Немаловажную роль на исходные данные и условия конструирования успокоителей оказывает и конструкция понтона. Расположение силовых профилей, опорных стоек, поплавков - ставит определенные ограничения при компоновке [5]. Установка устройств для повышения остойчивости не должна оказывать на каркас понтона воздействия, способные вызвать деформации несущих элементов, препятствовать обслуживанию подпонтонного пространства резервуара, угрожать жизни и здоровью людей.

Учитывая вышесказанное, при конструировании и компоновке устройств для повышения остойчивости на понтон, необходимо производить детальный анализ всех оказывающих на работу понтона и успокоителей факторов. А также исключить установку успокоителей по одной схеме компоновки на разные типы понтонов, без предварительного расчета каркаса на прочность и оценки конструктивной схемы размещения успокоителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Левин С.Н., Писаревский В.М., Шацких Е.С. Анализ современных методов борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов // «Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина». 2018. №2. С. 49-59.
2. Цирельсон К.Я., Щипанов А.В. Технология проведения внешнего аудита пожарной безопасности // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2020. №3. С. 30-53.
3. Пат. 2302365 Российская Федерация, МПК В 65 D 88/34. Плавающее покрытие для резервуара / Ф. М. Мустафин, И. Э. Лукьянова, В. П. Рябинин; УГНТУ. – №2005140873/12; заявл. 26.12.2005; опубл. 10.07.2007, Бюл. №19.
4. Пат. на полезную модель № 111118 РФ. Плавающее покрытие для резервуара / Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Лукьянова В.А. (РФ); Опубл. 10.12.2011 // Бюл. № 34. – 2 с.
5. Якшибаев И.Н., Лукьянова И.Э. Выбор типа узлового соединения в конструкции понтона радиального типа для цилиндрических вертикальных стальных резервуаров // «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». 2019. №5. С. 144-151.

СЕКЦИЯ
«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

ЭНЕРГИЯ И БИОТОПЛИВО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ*А.И. Байрамгулов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

Одно из важных направлений развития мировой энергетики — использование возобновляемых источников энергии, одним из таких источников является биотопливо.

Необходимость энергосбережения и снижения загрязнения окружающей среды заставляет более рационально использовать возобновляемые и недорогие источники энергии, к которым в последнее время все чаще относят твердые бытовые отходы (ТБО). Бытовые отходы, образующиеся в значительных количествах, как правило, не находящие применения и загрязняющие окружающую среду, являются возобновляемыми вторичными энергетическими ресурсами. Использование ТБО в энергетике одновременно позволяет решать актуальные проблемы снижения выбросов загрязняющих веществ урбанизированных территорий и является дополнительным источником энергии. К тому же применение ТБО позволит снизить потребление традиционных источников энергии (уголя, нефти и природного газа) и уменьшить экономические затраты на их транспортировку.

В работе рассматривается возможность применения ТБО в качестве источника тепловой и электрической энергии для покрытия нагрузок систем тепло- и электроснабжения на одном из предприятий нефтегазовой отрасли.

Тепловая электростанция на ТБО является самым доступным и одним из наиболее экономически целесообразных возобновляемых источников энергии. По исследовательским данным средняя себестоимость получения электроэнергии на такой электростанции почти в 10 раз ниже, чем на солнечной, и более чем в 2 раза ниже, чем на ветровой электростанции. Рациональная организация переработки ТБО дает возможность использовать до 90% продуктов утилизации и при сжигании 1000 кг ТБО позволит получить тепловую энергию, эквивалентную сжиганию 250 кг мазута. Однако, несмотря на то, что Россия по-прежнему считается одним из лидеров в области развития электроэнергетики, в настоящее время в РФ в эксплуатации находятся всего лишь три ТЭС на ТБО общей установленной электрической мощностью всего 26,6 МВт.

Сложность решения проблем утилизации бытовых отходов объясняется прежде всего тем, что существуют некоторые проблемы, препятствующие развитию данной отрасли такие как: высокая стоимость и значительный износ оборудования, низкая надежность, а также отсутствие экономической обоснованности каждого конкретного решения. Несмотря на существующие технологии рационального использования отходов, основной причиной неэффективной работы по утилизации ТБО является то, что проблемы охраны окружающей среды, использования ресурсов и непрерывного развития системы утилизации мусора до сих пор не являются приоритетными для органов управления в нашей стране.

Перспективы использования в РФ твердых бытовых отходов в качестве вторичных энергетических ресурсов связаны с принятием законодательных документов, направленных на существенное сокращение полигонного захоронения и повышение заинтересованности энергетических и нефтегазовых компаний в развитии возобновляемых источников энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Константинович М.Ю. Биотопливо как основа будущей чистой энергетики России [Текст]/ М.Ю. Константинович //Актуальная наука. – 2016. – № 11. – с. 162-163.
2. Дудиев Ч.А. Твердые бытовые отходы как дополнительный источник энергии [Текст]/ Ч.А. Дудиев //Вестник научных трудов молодых учёных, аспирантов и магистрантов. – 2017– с. 97-99.
3. Тугов А.Н. Перспективы энергетической утилизации ТБО [Текст]/ А.Н. Тугов// Энергетика. – 2014. – № 4. – с. 31-35.
4. Горшенина Е.Л. Альтернативные источники энергии. Получение топлива из ТБО [Текст]/ Е.Л. Горшенина //Вестник современных исследований. – 2019. – № 30. – с. 25-31.
5. Юрков С. В. К вопросу о нормируемых показателях энергетической эффективности тэс на ТБО [Текст]/ С. В. Юрков //Балтийский морской форум. – 2018. – с. 352-359.

УДК 625.691

ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭТАНОПРОВОДОВ

И.Р. Байков, С.В. Китаев, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа

Этанопроводы предназначены для транспортирования этановой фракции к газоперерабатывающим заводам, расположенным на значительном удалении от промысловых установок. С новым витком развития газохимии актуализируются вопросы анализа соответствия стандартов и нормативных документов для проектирования этанопроводов.

Температура кипения этана при атмосферном давлении составляет минус 88,6 °С, а критические параметры: $T_{кр}=32,65$ °С, $P_{кр}=4,88$ МПа, что позволяет производить его транспортировку в жидком состоянии при сверхкритическом давлении и положительных температурах грунта при подземной прокладке трубопровода.

На сегодняшний день для транспортировки этана и этансодержащего газа в мировой практике используются трубопроводы:

– этанопровод «Appalachia-to-TexasExpress» Пенсильвания – Техас, 1980 км (вступил в строй в 2014 году);

– трубопроводы для транспортировки этана Vantage и MarinerWest в Канаду (введен действие также в 2014 году) [1, 2].

В Российской Федерации действует этанопровод Оренбург-Казань, транспортирующий этан с гелиевого завода в жидком сверхкритическом состоянии (введен в действие в 1982 г.).

Этанопровод Оренбург-Казань проектировался в соответствии с указаниями «Инструкции по проектированию магистральных трубопроводов транспортирующий сжиженный углеводородный газ» ВСН-51-03-78. В то время действовал СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы».

Современные требования к трубопроводам для транспортировки СУГ претерпели определенные изменения для соблюдения Правил промышленной безопасности.

В РФ в настоящее время основным действующим нормативным документом по проектированию трубопроводов сжиженных углеводородных газов (СУГ) является СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [3]. Однако действующий СП также не учитывает всех аспектов обеспечения Правил промышленной безопасности.

В СП есть понятие широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ), однако понятие этановая фракция не приводится. В настоящее время также при проектировании трубопроводов СУГ встречаются отступления от СП по следующим аспектам:

- минимальные расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;
- минимально допустимые расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками трубопроводов;
- максимально допустимое расстояние между линейной запорной арматурой (не более 10 км для трубопроводов сжиженного углеводородного газа (СУГ) и не более 30 км для прочих трубопроводов);
- минимально допустимые смещения узлов линейной запорной арматуры друг относительно друга по радиусу при параллельной прокладке двух и более ниток газопровода;
- строительство МТ СУГ протяженностью более 100 км при диаметре свыше 400 мм;
- минимальная глубина заложения трубопроводов;
- максимальные расстояния между узлами приема и пуска средств очистки и диагностирования на МТ СУГ и др.

Для легализации отступлений от СП разрабатываются специальные технические условия (СТУ).

Порядок разработки и согласования СТУ определен приказом Минрегиона России от 1 апреля 2008 г. № 36 [4]. Рекомендуемые требования к оформлению СТУ отражены в Методических рекомендациях [5].

Согласование СТУ в установленном порядке осуществляет Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) [6].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Электронный ресурс: [https://www.gem.wiki/Appalachia to Texas Ex-press Ethane Pipeline \(ATEX\)#mw-navigation](https://www.gem.wiki/Appalachia_to_Texas_press_Ethane_Pipeline_(ATEX)#mw-navigation) (дата обращения: 08.11.2020 г.).
2. Электронный ресурс: <https://rbnenergy.com/users/housley-carr> (дата обращения: 08.11.2020г.).
3. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*).
4. О порядке разработки и согласования специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства: приказ Минрегиона России

от 1 апр. 2008 г. № 36. – Сер. 19.–Вып. 2.–Ч.1.–М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013 г.

5. Порядок построения и оформления специальных технических условий для разработки проектной документации на объект капитального строительства: метод, рекомендации: утв. решением Норматив.-техн. совета Минрегиона России; введ. 01.02.2011 г.

6. Указ Президента Российской Федерации от 1 ноября 2013 г. № 819 «О Министерстве строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации».

УДК 622.691

СВЯЗЬ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ РАБОТЫ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ

Е.В. Бурдыгина, А.Ю. Трофимов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

Для большинства предприятий нефте-газового комплекса характерны системы нагревательных блоков сырья. Данные системы обычно состоят из блока теплообменной аппаратуры и нагревательной печи. В теплообменной аппаратуре сырье нагревается за счет вторичных энергопотоков, в печах - за счет сжигания топлив. Связь между параметрами работы оборудования этих блоков тесно связаны. Так увеличение степени нагрева сырья в теплообменных аппаратах приводит к снижению расхода топлива в печах.

В межремонтный период наблюдается постепенное снижение тепловой мощности аппарата за счет отложений и загрязнения поверхностей нагрева. В среднем за весь межремонтный период тепловая мощность составляет 4210 кВт, а диапазон изменения мощности лежит в пределах 2000-6000 кВт.

За счет снижения тепловой мощности аппаратов температура нагрева сырья также снижается, а для поддержания необходимой регламентной температуры его нагрева требуется большее количество топлива в печи.

Проанализировано влияние температуры нагрева сырья в блоке теплообменников на расход топлива в печи. Для этого анализа были приняты данные инструментальных измерений по данной печи и расход топлива просчитан с учетом действительного КПД печи. Для данной печи КПД не высокий и составляет 67,8%.

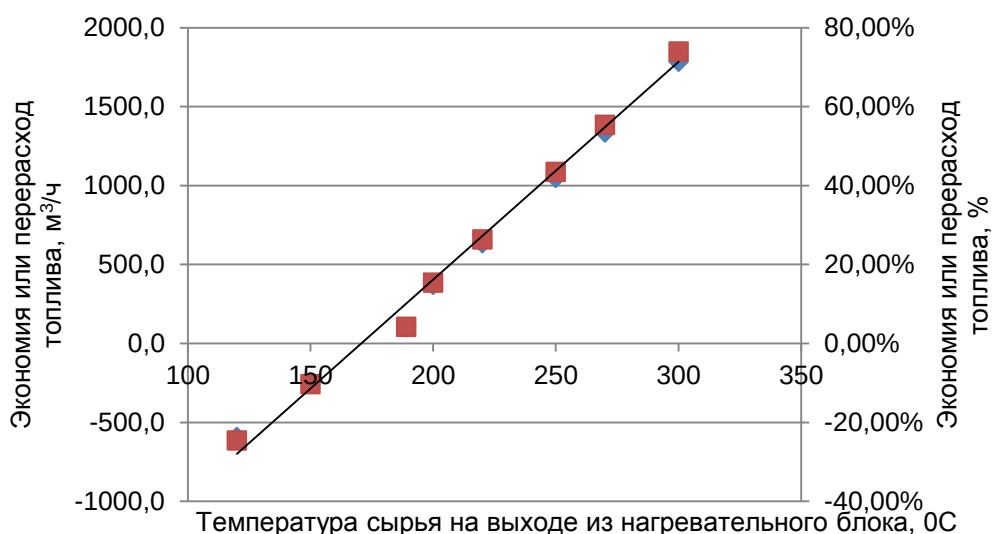


Рисунок 1 – Влияние температуры сырья на расход топлива печи

За нулевой отсчет изменения расхода сырья принят режим работы печи во время проведения инструментальных измерений. Температура нагрева сырья в этот период составляла 186 °С.

Результаты расчета изменения расхода топлива в печи П-1 в зависимости от температуры сырья представлены на рисунке 1. Как видно из рисунка при увеличении температуры нагрева сырья перед печью на каждый градус приходится 0,0055% снижения расхода топлива в печи или 22,3 м³/ч топлива.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М., Бурдыгина Е.В. Анализ эффективности работы наземного оборудования НГДУ // В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2009. Материалы V Международной учебно-научно-практической конференции. 2009. С. 274-278.
2. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. К возможности утилизации тепла технологических потоков // Трубопроводный транспорт - 2007: Материалы Международной учебно-научно-практической конференции. 2007. С. 171-172.
3. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В., Смородова О.В. Состояние насосного оборудования установок первичной переработки нефти // Трубопроводный транспорт - 2015: Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. 2015. С. 387-390.

УДК 622.112

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Г.Д. Васильев, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

Вопросами энергосбережения и повышения энергетической эффективности в настоящий момент занимаются все крупные предприятия нефтегазовой отрасли. Одним из направлений является проведение режимно-наладочных испытаний систем теплоснабжения, целью которых является создание оптимальных гидравлических и тепловых режимов в тепловых сетях (ТС) и системах теплоснабжения, а также распределения теплоносителя между потребителями в соответствии с их тепловой нагрузкой.

В работе рассматривается система теплоснабжения одного из газовых промыслов ПАО «Газпром». После проведения ряда реконструкций (введение в эксплуатацию новых объектов, отключения нескольких зданий и т.д.) произошла разбалансировка тепловых сетей. Это показал проведенный анализ гидравлической устойчивости систем теплоснабжения.

Для эффективной работы ТС необходимо соблюдать температурный график и требуемый расход теплоносителя на вводе в каждое здание. На эти показатели большое влияние также оказывает состояние тепловой изоляции.

Для уравнивания системы и поддержания температурного графика предлагается установка автоматических балансировочных клапанов и замена тепловой изоляции на новую с определением ее оптимальной толщины. Автоматические клапаны в отличие от более дешевых дроссельных шайб позволят при проведении новых реконструкций поддерживать на вводе в здание заданное давление. Определение оптимального диаметра снизит капитальные затраты на проведение ремонтных работ при минимальных потерях тепловой энер-

гии через тепловую изоляцию в будущем.

Рассмотренные мероприятия позволят поддерживать расчетный температурный режим в тепловых сетях, что обеспечит повышение КПД источника тепловой энергии и всей системы в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р., Смородова О.В. Перспективы энергосбережения при эксплуатации промышленных объектов добычи нефти и газа// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2009. - № 6. - С. 10-12.
2. Смородова О.В., Скрипченко А.С. Технико-экономическое обоснование толщины тепловой изоляции тепловых сетей//Инновационная наука, 2016. - №4-3. – С.151-154
3. ОСТ 36-68-82. Тепловые сети. Режимная наладка систем централизованного теплоснабжения. – 1982. – 29 с.
4. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. Перспективы нетрадиционной энергетики в северных регионах // Трубопроводный транспорт - 2011: Материалы VII Международной учебно-научно-практической конференции. 2011. С. 239-241

УДК 683.943

ТВЕРДОТОПЛИВНЫЙ КОТЕЛ ПИРОЛИЗНОГО ГОРЕНИЯ

С.С. Габбасов, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа

Мы живем в период пандемии, кризиса и санкций, страдает экономика, цены растут, а впереди, вдобавок ко всему, зима. Даже при таких условиях по стране идет стремительный рост строительства частных домов, коттеджей, складских помещений, гаражей, расположенных вдали от газовых магистралей. Населению нужно думать о поиске более низких по затратам источников для отопления помещений. Одним из решений этой проблемы является вариант твердотопливного котла длительного (пиролизного) горения, сделанного своими руками. Этот вариант является простым решением проблемы обогрева помещения при малых финансовых затратах. Кроме того, такой котел компактен по своим габаритам. Котел экономически выгоден за счет потребления дешевого топлива. Обычно, котлы длительного горения используются там, где нет возможности для обогрева помещения другими способами или попросту не подведен газопровод и в перспективе этого не предвидится. Но важно понимать, что использование такого отопительного агрегата можно только на свой страх и риск, ведь ответственность за последствия, полностью ложится на плечи владельца жилья, а они могут оказаться плачевными.

Цели работы – знакомство с принципом работы пиролизного котла, разработка имитационной модели пиролизного котла, разработать и исследовать систему управления котлом пиролизного горения и получить оптимальные режимы работы пиролизного котла при различных изменениях нагрузки.



Рис. 1 – Принципиальная схема работы пиролизного котла

Пиролизный котёл – это одна из разновидностей твердотопливных котлов. Процесс горения позволяет получить несколько существенных преимуществ по сравнению с обычными твердотопливными котлами. Например, он оснащен двумя камерами. На рисунке 1 представлена принципиальная схема работы пиролизного котла. Первая топочная камера предназначена для закладки твердого сухого топлива. В ней, при минимальном доступе кислорода происходит процесс тления и выделения газообразных продуктов горения, то есть пиролизных газов.

Далее, газы поступают во вторую камеру, где за счет поступления вторичного воздуха осуществляется их дожигание.

Проанализировав существующие конструкции пиролизных котлов, была сконструирована модель печи. В дальнейшем, планируется дооснащение печи водяной рубашкой с созданием циркуляционного водяного контура, т.е. превращение ее в котел.

Приоритетами данной работы являются изучение эксплуатационных характеристик котла, оценка конструкции и эффективность его использования. На рисунке 2 показана фотография печи пиролизного горения, сваренной из газового баллона (50л). В таблице 1 представлены геометрические параметры, сконструированной печи.

Таблица 1 – Геометрические размеры сконструированной печи

Наименование	Печь	Топочная камера	Труба подачи воздуха	Дымоход
Высота, м	0,97	0,74	1,0	2,2
Диаметр, м	0,3	0,3	0,065	0,1

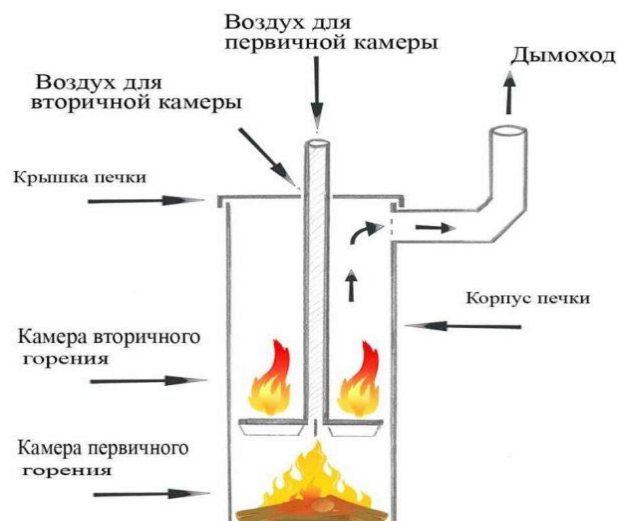


Рис. 2 – Фотография сваренного из газового баллона печи, пиролизного горения

На неполной загрузке печь поддерживает горение в течение 6 часов, а на полной загрузке 8 часов 20 минут. Использовались сухие дрова березы, при этом дымовых газов, после того как печь вышла в режим, практически не видно. Шум отсутствует, а из-за хорошей тяги внутри помещения не скапливается угарный газ.

С помощью установленных датчиков температур и выполненных расчетов, получены первоначальные данные о технической характеристике данной печи. Максимальная температура поверхности нагрева – 586°C , комнатной температуры – 20°C , температура поверхности после выхода на режим – 299°C , тепловая мощность – $8,6\text{ кВт}$. Расчетный КПД при этом составил 80%.

Данное исследование предполагает изучение работы котла, изучение минимальных требований по управлению, изучение изменения температур на поверхностях котла, в зависимости от наружной температуры воздуха, различного вида топлива, также улучшение внешнего вида, удобства в использовании, сравнение с производственными котлами.

Регулируя, соотношение воздушных потоков в точке равновесного состояния, и определяя мощность, найдены наиболее эффективные точки работы пиролизного котла, разработан алгоритм управления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурдыгина Е.В., Сулейманов А.М., Хафизов Ф.М. Анализ работы технологических печей с целью повышения их энергоэффективности// Трубопроводный транспорт - 2012. Материалы VIII Международной учебно-научно-практической конференции. 2012. С. 375-377.
2. Смородова О.В., Федосеева Е.А., Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю., Сулейманов А.М. Теория горения топлив// Учебное пособие. Уфа, 2020.
3. Хафизов Ф.М., Трофимов А.Ю. Определение тепловых потерь с поверхности котлов // Трубопроводный транспорт - 2006. Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. Уфа, 2006. С. 194.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ ЗА СЧЕТ УЛУЧШЕНИЯ ВАКУУМА В КОНДЕНСАТОРЕ

А.Р. Галимов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

Одной из ключевых задач энергетики на сегодняшний день является энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

На сегодняшний день практически 63 % электроэнергии в России вырабатывается на тепловых электростанциях (ТЭС). Поэтому одним из основных вопросов энергосбережения является повышение эффективности использования топлива на централизованных источниках.

На сегодняшний день основными способами повышения эффективности работы ТЭС являются: замена устаревшего оборудования, внедрение парогазовых установок, переход на сверхкритические параметры пара, совершенствование тепловой схемы турбоустановок и др.

В работе рассматривается повышение эффективности работы одной из действующих теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) за счет улучшения вакуума в конденсаторе. Глубина вакуума влияет на экономичность и надежность работы турбины, что в свою очередь влияет на вырабатываемую электрогенератором мощность. При этом давление в конденсаторе зависит от ряда факторов: чистоты теплопередающих поверхностей конденсаторов, количество присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки, расхода охлаждающей воды, а также ее температуры.

В настоящий момент времени на исследуемой ТЭЦ снижение температуры охлаждающей воды, предназначенной для конденсации водяного пара после турбины, производится за счет градирни. Поэтому эффективность установки значительно снижается в летний период, когда температура воздуха достаточно высокая. Для снижения данной температуры в конденсационный (летний) период работы турбоустановки была проанализирована возможность установки абсорбционной холодильной машины (АБХМ). Схема включения приведена на рисунке 1.

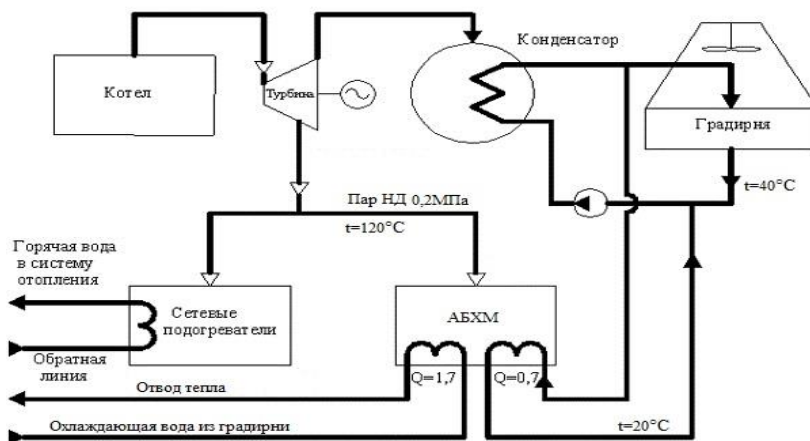
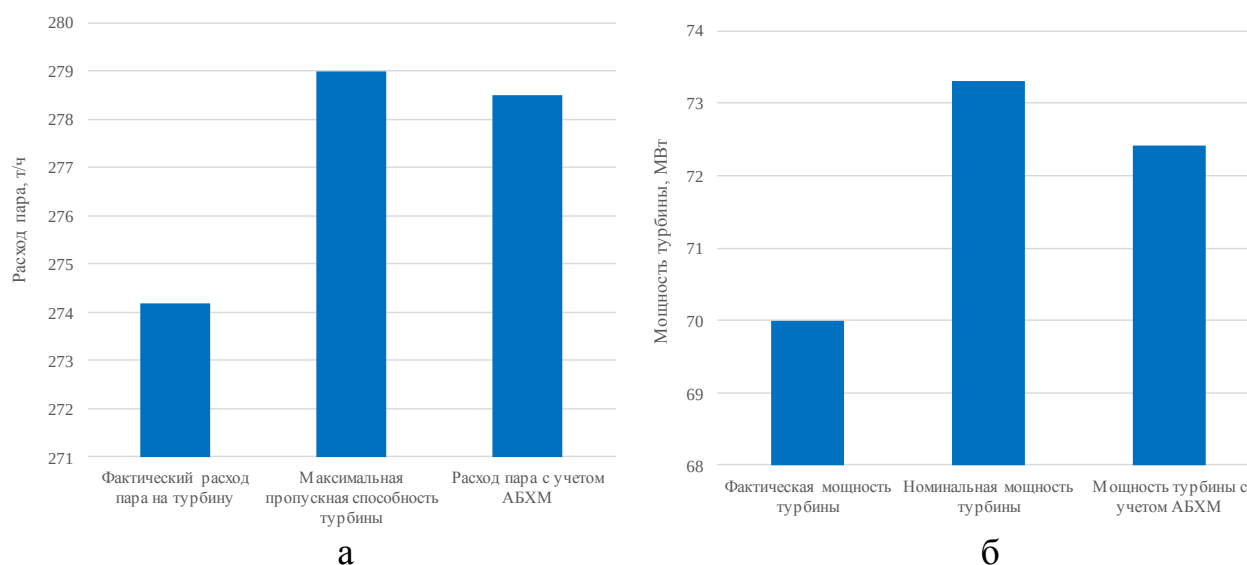


Рисунок 1 – Схема включения АБХМ в контур ТЭЦ

В таблице 1 и на рисунке 2 приведены предварительные результаты расчетов.

Таблица 1 – Результаты внедрения АБХМ

Параметры	Номинальные значения	До модернизации	После модернизации
Расход пара, т/ч	279	274,2	278,5
Мощность турбины, МВт	73,3	70	72,4
Температура охлаждающей воды, °С	23	40	25



а – расход пара на турбину; б – вырабатываемая мощность турбины

Рисунок 2 – Результаты расчетов

Из таблицы видно, что в результате снижения температуры охлаждающей воды, поступающей в конденсатор с 40 °С до 25 °С, вырабатываемая мощность турбины возросла на 3,4 %, что позволило получить дополнительную выработку электроэнергии на сумму 18,6 млн. руб. в год.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ. [Электронный ресурс] / URL: <https://broad-ctx.by/stati/absorbcionnyye-teplovye-nasosy-v-teplovoj-scheme-tyec> (дата обращения 21.04.2020).
2. Янченко, И. В. Влияние абсорбционного теплового насоса на тепловую экономичность ТЭС и АЭС / И.В. Янченко – Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2015. - 180 с.
3. Е.В.Бурдыгина, С.Н. Костарева, А.Ю.Трофимов, Г.К.Дунюшкин, Е.А.Федосеева. Энергоэффективность оборудования системы обратного водоснабжения/Энергосбережение и водоподготовка. №4. 2019. – 11-15 с.

**БИОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ
ЖИВОТНОВОДЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

*М.Р. Гафаров, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа,
М.А. Гиззатов, НОУ «Межотраслевой институт», г. Уфа*

Перспективным направлением переработки органических сельскохозяйственных отходов является их анаэробное сбраживание в биореакторах с получением биогаза, который может быть использован для обеспечения потребителей тепловой и электрической энергией.

В работе определены суточная и годовая выработка биогаза от утилизации отходов Белебеевского «Свиноводческого комплекса-1», насчитывающего 2700 голов свиноматок, которые составили 530 м³/сут и 185 тыс. м³ соответственно. Определены оптимальные критерии анаэробного сбраживания отходов животноводства: принят мезофильный температурный режим, протекающий при 40 °С, при котором наблюдается стабильный выход биогаза, при продолжительности сбраживания, равном 20 суткам. В ходе расчёта тепловой нагрузки БГУ определена потенциальная энергия биогаза, составившая 4263924 МДж/год (или 1015 Гкал/год), из которой 1222656,1 МДж/год (или 291 Гкал/год) необходимо направлять на нужды самой биоэнергетической установки.

Экологический эффект от применения установки обусловлен снижением загрязнения окружающей среды парниковыми газами (метан и закись азота) и отходами третьего и четвёртого класса опасности, которые складываются и загрязняют окружающую среду. Снижение выплат экологического налога в связи с сокращением выбросов загрязняющих веществ составило 9870,6 р./год, а годовая экономия средств за счёт утилизации отходов в биогазовой установке составила 2,62 млн. р.

Рассматриваемый проект имеет положительное значение чистой приведённой стоимости NPV=154,85 млн. р., что означает, что инвестиции эффективны и проект может быть принят к реализации. Критерий внутренней нормы доходности на 11,5 % выше требуемой нормы доходности, что обеспечивает положительную чистую текущую стоимость. Дисконтированный срок окупаемости проекта равен 8,4 года.

Таким образом, применение биогазовых технологий позволяет снизить потребность в топливе для сельскохозяйственных предприятий, производить высококачественные органические удобрения и улучшить экологическую обстановку.

ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОДОГРЕВА ГАЗА В ЦЕЛЯХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ШЛЕЙФАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОПРОМЫСЛОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.Т. Гизатуллина, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа

В ходе многолетней эксплуатации газовых скважин Уренгойского месторождения из-за падения пластового давления дебит газа значительно сократился. В результате снизился расход газа через шлейфы. При эксплуатации газопромысловых шлейфов это приводит к быстрому остыванию добываемого газа и образованию водяного конденсата, и его замерзанию с частичным перекрытием сечения газопровода, из-за это увеличиваются гидравлические потери при движении газа. В результате газ приходит на УКПГ с меньшим давлением, что существенно затрудняет работу системы подготовки газа к транспорту.

При необходимости производят ввод ингибитора гидратообразования (метанол) в скважину.

В работе проводились расчеты по трем способам обогрева газового шлейфа, в целях предотвращения льдообразования:

- а) системой «труба в трубе» [1];
- б) теплоспутником;
- в) электрическим кабелем.

В способах (а) и (б) в качестве теплоносителя используется 70% водно-спиртовой раствор метанола, подогретый в теплообменнике при помощи ВЭР. В качестве ВЭР можно использовать теплоту газа после компримирования или уходящие газы после газовых турбин. Длина шлейфа для всех расчетов принята 5500 м, наружный диаметр 325 мм. Системы (б) и (в) поддерживают положительную температуру не ниже 3°C вдоль всей длины трубопровода.

Система (а) подогревается частичным вводом метанолопровода в газовый шлейф, так как внедрить металлопластиковую трубу по всей длине газопровода невозможно, было решено провести метанолопровод длиной 200 м в нескольких участках, через определенное расстояние, которое определялось расчетным методом. Для метанолопровода внутри газопровода подобрана металлопластиковая труба наружным диаметром 63 мм. Подводящие участки выполнены из стальных труб диаметром 102 мм. Все трубопроводы теплоизолированы.

Для системы (б) расчетным методом был подобран стальной трубопровод диаметром 102 мм, проведенный вдоль всей длины газопровода. Вся система находится в теплоизолированной обмуровке.

Система (в) предназначена для поддержания положительных температур сверхдлинных трубопроводов, длиной более 3 км. Принцип действия основан на возникновении СКИН-эффекта и эффекта близости. Расчеты производились в специальной программе TSCalc. В результате, для газопровода диаметром 325 мм и длиной 5500 м понадобится 68 контуров, длина каждого контура 82 м.

В результате работы, система «труба в трубе» оказалась эффективной. Общие затраты составляют 43,66 млн руб. Но данная система является наибо-

лее сложной в монтаже, так как металлопластиковую трубу внедряют в газовый шлейф при помощи лебедки.

Система с теплоспутником, размещенным под изоляцией по всей длине шлейфа также решает поставленную задачу, затраты составили 107,02 млн р.

Наименее затратной является система со СКИН-электрообогревом. Общие затраты составили 24,51 млн руб., ежегодные затраты на электроэнергию 1,082 млн руб. Также данная система наиболее легкая в монтаже.

Преимуществом систем «труба в трубе» и теплоспутника является использование ВЭР (уходящие газы после ДКС).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Патент РФ №2015115080/06, 21.04.2015
2. Пономарев А.И., Мухамедьянов Т.И., Зиянгиров А.Г. Льдообразование в газосборных сетях на поздней стадии разработки газовых месторождений Западной Сибири// Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции в 7 т. 2018. С. 101-102.

УДК 621.6

ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА РЕЗОНАНСНОГО ЭНЕРГОРАЗДЕЛЕНИЯ В УЗЛАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ

А.С. Дмитриева, А.М. Щипачев, А.Е. Белоусов

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Одной из важнейших проблем эксплуатации газопроводов является поддержание температуры газа и образование газовых гидратов. Разработка и внедрение новых способов осуществления подогрева газа при редуцировании позволит снизить себестоимость транспорта газа, решить проблему ресурсо- и энергосбережения в топливной отрасли.

Работа авторов направлена на повышение энергоэффективности процесса редуцирования природного газа путем использования резонансного подогревателя газа для поддержания заданной температуры на выходе из ГРС и предупреждения возможного гидратообразования и обледенения оборудования станции.

Объектом исследования является система, в которой происходит снижение давления природного газа с обязательным подогревом для предотвращения гидратообразования.

К традиционным методам борьбы с гидратообразованием на ГРС относят: общий или частичный подогрев газа, локальный подогрев корпуса регуляторов давления, ввод метанола в газопровод. Все они требуют либо значительных капиталовложений, либо затрат ресурсов: газа на сжигание, электроэнергии для местного обогрева, метанола.

Рассматривается осуществление безогневого подогрева природного газа и экономии топливного газа подогревателей за счет внедрения в схему узла реду-

цирования термо-акустического редуктора, работающего на основе резонансного эффекта Гартмана-Шпренгера.

В основе эффекта энергоразделения Гартмана-Шпренгера положен принцип аэродинамического резонанса и термического энергоразделения при нелинейных колебаниях газа в заглушенной с одного конца трубе.

На основе анализа существующих методов разделения энергии и численного моделирования приводится обоснование эффективности устройства разделения энергии резонансного типа. Внедрение энергоразделительных устройств в блок редуцирования является рациональным решением, позволяющим проводить общий или частичный подогрев природного газа за счет собственной энергии давления. Разрабатываемая технология позволит частично или полностью исключить выработку тепловой энергии на газораспределительной станции за счет сжигания природного газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гурин С.В. Разработка технологии квазиизотермического редуцирования давления для объектов системы транспортировки и распределения природного газа: дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2008.
2. Hartmann J., Trolle B. A new Acoustic Generator, J. Sci. Instr., Vol. 4, 1927, pp. 101-111.
3. Катаев К. А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа // Всероссийский журнал научных публикаций. 2011. №1 (2).
4. Ли Чжун Мин. Исследование термоакустического нагрева газа в газоструйных генераторах Гартмана: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2004.
5. Парфенов Д.В. Предупреждение нагрева элементов крановых узлов при заполнении газом участков магистральных газопроводов: дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2018.

УДК 620.92

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

А.Р. Еникеева, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

В последние годы все больше стран обращают свое внимание на возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Одной из таких стран является Казахстан. В стране более 10 лет назад был принят закон «О поддержке использования ВИЭ», который учитывает большой перечень мер для поддержки предприятий, использующих альтернативную энергетику. Согласно географическому расположению Казахстана самыми многообещающими вариантами применения ВИЭ является использование ветровой и солнечной энергий. Причем нетрадиционные источники используются не только для электроснабжения и теплоснабжения объектов жилищно-коммунального сектора, но и для производственных объектов.

В работе рассматриваются различные варианты реконструкции систем тепло- и электроснабжения нефтедобывающего предприятия. В настоящий момент тепловая и электрические нагрузки покрываются за счет собственной электростанции, работающей на попутном нефтяном газе. Одним из предлагаемых вариантов является проектирование фотоэлектрической станции, напря-

мую преобразующей солнечную энергию в электроэнергию. Для резервирования рассматривается возможность комбинирования СЭС с ветрогенераторами, т.к. поступление солнечной колеблется в течение суток, а производство действует круглосуточно.

В качестве альтернативы использования СЭС и ВЭС предлагается рассмотреть вариант внедрения топливных элементов (ТЭ). Ветровые и солнечные ЭС проигрывают по характеристикам ЭС на базе топливных элементов своим непостоянством выработки энергии, которая зависит от скорости ветра, времени суток и года и т.д. Электрический КПД станции на ТЭ достигает 45-50 %.

Таким образом, предложенные выше мероприятия окажут положительный эффект, а именно: сократится вред окружающей среде (за счет снижения выбросов), уменьшится потребление топлива (экономическая выгода, т.к. предлагаемый вид энергии предоставляется бесплатно), которое можно направить на газоперерабатывающие предприятия для последующей реализации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закон РК от 4 июля 2009 года № 165-IV «О поддержке использования ВИЭ»
2. Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577 «КОНЦЕПЦИЯ по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике».
3. Е.А. Колоколова, Е.В. Бурдыгина. Возможность применения солнечного коллектора для горячего водоснабжения/ Трубопроводный транспорт - 2013: Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 353.

УДК 622.692.4.052

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ПЕРЕКАЧКУ ДВУМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО РАЗВЕТВЛЁННОМУ ТРУБОПРОВОДУ

А.В. Журихина, УГНТУ, г. Уфа

Анализ данных ПАО «Траснефть» показывает, что основные энергозатраты при перекачке нефти по трубопроводам приходятся на электроэнергию.[1] Оптимизация энергозатрат считается одной из актуальных научно-технических и экономических проблем.

Оптимизация методов по повышению энергоэффективности возможна при оценке планового объема нефти по технологическому участку нефтепровода через энергопотребление подключенных насосных агрегатов, работающих по схеме «из насоса - в насос».

$$W = \sum_i^k N_i \cdot \tau = \sum_i^k \rho \cdot g \frac{H_i \cdot Q}{\eta_i} \cdot \tau = \sum_i^k \rho \cdot g \frac{H_i \cdot V}{\eta_i} = g \sum_i^k \frac{H_i}{\eta_i} \cdot M \quad (1)$$

В качестве критерия энергоэффективности предлагается использовать работу на выполнение плана по перекачке, которая равна сумме отношений напоров насосных агрегатов к их коэффициентам полезного действия, умноженного на ускорение свободного падения и плановое задание, выраженное в килограммах, работа измеряется в Дж.[2]

В ходе выполнения работы был произведен гидравлический расчет разветвлённого соединения сложного трубопровода с отводом, который включает в себя:

- расчет гидравлических характеристик и построение графика графоаналитическим способом представленного на рисунке 1, а также построение суммарной характеристики для ветвей ВС, BD [3].

- подбор насосного агрегата для заданной системы: по напору, по максимальному КПД и необходимой подаче. В нашем случае это ЦБН НМ7000-210 со сменным ротором на 5000 м³/ч. По необходимому напору определяем количество насосных агрегатов - 1. Напорная характеристика НПС складывается из характеристики насоса минус потери на участке АВ (от НПС до точки ветвления)

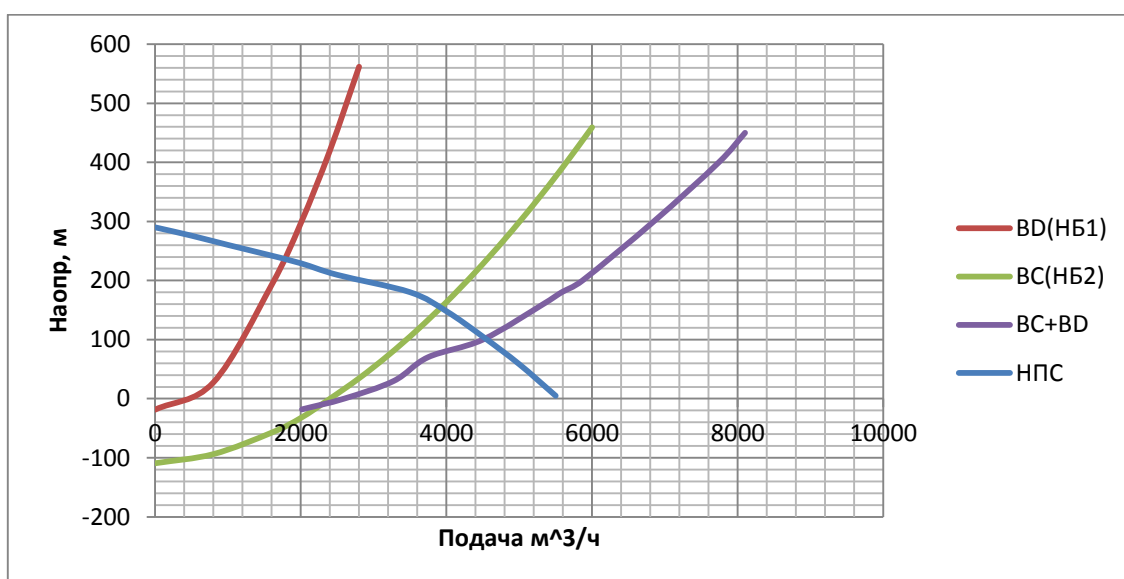


Рисунок 1 - Графическое решение задачи

Приняв массу товарной партии нефти 2,8 млн.тонн, рассчитаем по формуле (1) затраченную на перекачку данного количества нефти энергию. Далее для различных технологических режимов, при делении объема перекачки по принципу: объем сброса к объему перекачиваемого по основной линии, также производится расчет энергии (энергия, без регулирования системы, составляет 3268 ГДж).

Для регулирования объема перекачки применяем метод дросселирования, что позволяет перераспределять поток. Получили, представленные на рисунке 2, энергетические оценки в соответствии с планом перекачки партии нефти.

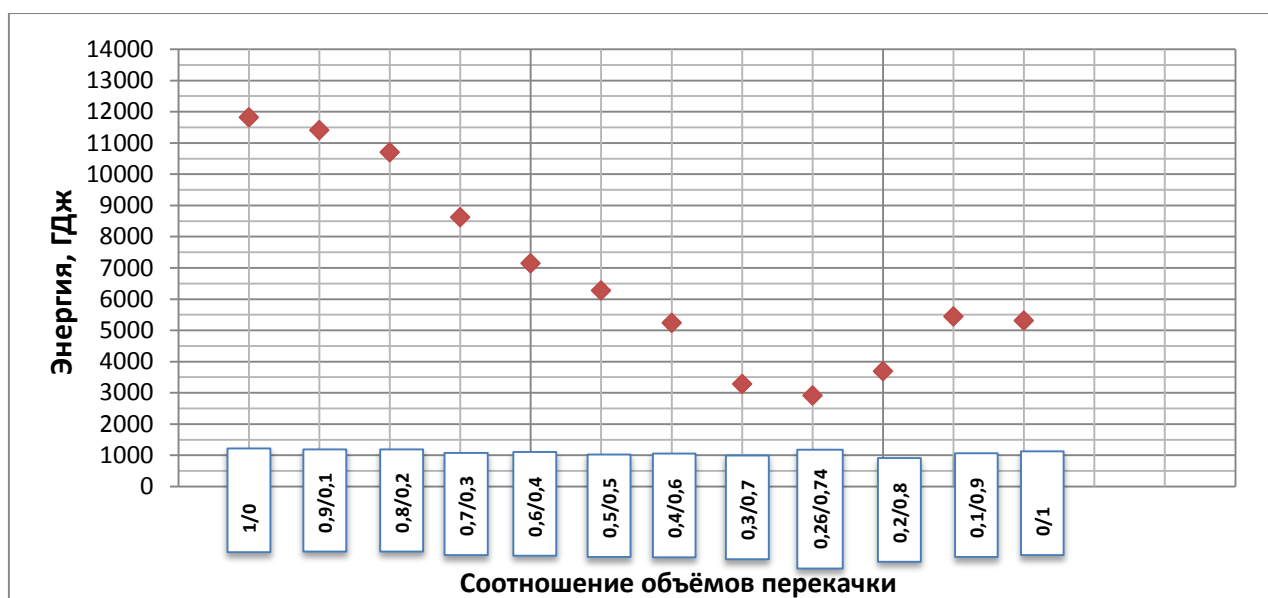


Рисунок 2 - Энергетические оценки в соответствии с планом перекачки партии нефти 2,8 млн.тонн.

Проанализировав полученные результаты, получили, что при распределении потока в соотношении 0,7 млн.тонн по отводу и 2,1 млн.тонн по основной линии, затраты составили минимальное количество энергии – 907778 кВт.ч. Если плановое задание выполнять только по отводу, или по основной магистрали, получаем в сумме 4761666,7 кВт.ч. затраченной энергии. Таким образом, за счет рационального планирования режима перекачки экономия составила около 13 млн.рублей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гольянов А. И., Гольянов А. А., Кутуков С. Е. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4. С. 156–170.
2. Кутуков С. Е., Фридлянд Я. М. Критерий энергоэффективности эксплуатации магистрального нефтепровода: материалы V Международной научно-практической конференции, посвященной 20-летию АО «КазТрансОйл». Алматы: ТОО SK-Print, 2017. 42 с.
3. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов: основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: учебное пособие / Ю. А. Краус; М-во образования и науки Российской Федерации, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования "Омский гос. технический ун-т". - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010-. Ч. 1. - 2010. - 109 с.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ

*Д.М. Имамутдинов, УГНТУ, г. Уфа,
М.З. Ямилев, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

Сварные соединения, в том числе, кольцевые, являются важнейшим звеном конструкции трубопроводов, определяющим их несущую способность. При этом учет соответствующих факторов недостаточно представлен в расчетных методиках действующих нормативных документов.

Результаты проведенных ранее систематических экспериментальных исследований по влиянию особенностей кольцевых сварных соединений на их несущую способность были учтены в ГОСТ Р 54382-2011. Данный документ является идентичным норвежскому стандарту DNV-OS-F101. В качестве характеристики потери устойчивости деформирования в зоне кольцевого сварного соединения, как критерия предельного состояния конструкции трубопровода, приведен специальный коэффициент кольцевого сварного шва. Его влияние учтено при расчете предельной нормативной изгибной деформации при комбинированном нагружении трубопровода (внутренним давлением, изгибающим моментом, продольной силой, наружным давлением и т.д.) путем уменьшения допустимой величины изгибной деформации.

Исследование процессов потери устойчивости деформирования конструкций показало существенное влияние особенностей кольцевых сварных соединений на локализацию деформаций в их зоне, что подтверждается результатами, представленными в [1]. Для трубопроводов с отношением номинального диаметра (D) к толщине стенки (t) порядка 60 установлено снижение несущей способности на 40%. При этом определено, что при $D/t=20$ и ниже уменьшение несущей способности пренебрежимо мало. В результате экспериментальных исследований получена зависимость вида (рисунок 1):

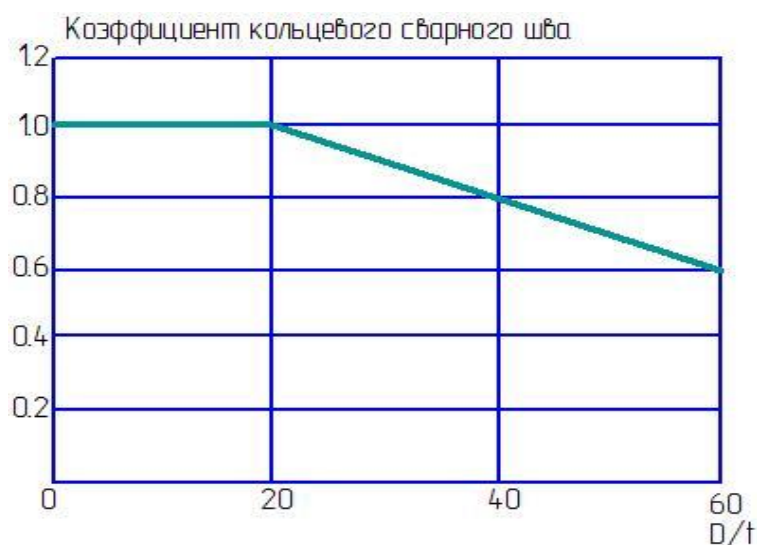


Рисунок 1 - Значение коэффициента кольцевого сварного шва

Учитывая отсутствие экспериментальных данных, на промежутке D/t от 20 до 60 коэффициент кольцевого сварного шва определен путем линейной интерполяции [1]. При этом результаты исследований, проведенных в работе [2], говорят о том, что механическая неоднородность сварных швов оказывает влияние на общую прочность соединения. Таким образом, для достоверной оценки значений коэффициентов кольцевого сварного шва необходимо, также, учитывать наличие эффекта контактного упрочнения в сварном шве.

В настоящей работе методом конечных элементов произведен расчет предельной несущей способности трубопровода, находящегося под сложной комбинированной нагрузкой с учетом механической неоднородности кольцевого сварного соединения и выданы рекомендации, позволяющие внести уточнения в определение коэффициента кольцевого сварного шва.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ghodsi Nader Yoosef, Kulak G.L. и Murray D.W. «Работа магистральных трубопроводов с кольцевыми сварными швами». Отделение гражданского строительства, Университет Альберта, технический отчет по строительству, №23, 1994;
2. Ямилев М. З., Тигулев Е. А., Распопов А. А. Оценка степени контактного упрочнения сварных соединений трубных сталей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Т. 10. № 3. С. 252–262.

УДК 622.691

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ЭТАНОВЫХ ФРАКЦИЙ

С.В. Кутаев, И.Р. Байков, Р.А., Молчанова, УГНТУ, г. Уфа

Этан – является ценнейшим сырьем для получения этилена. Области применения этилена многочисленны. Этилен является исходным материалом для получения полиэтилена, пластмасс и синтетического каучука. При производстве автомобильных покрышек также используется этилен.

На сегодняшний день в РФ действуют 29 заводов по переработке газа и газового конденсата. Крупнейшими газоперерабатывающими компаниями на текущий момент являются: по переработке природного газа - Группа Газпром (96,3% от переработки природного газа в РФ); по переработке ПНГ - Сибур-Холдинг (56,2% от переработки ПНГ в РФ) [1].

Под этановой **фракцией (природного газа)** понимается газообразная углеводородная смесь, содержащая не менее 60% масс. этана, получаемая на установках низкотемпературной конденсации и ректификации [2].

Газоперерабатывающие заводы располагаются, как правило, на удалении (на сотни километров) от установок по производству этановой фракции. Наиболее экономичным видом транспорта является трубопроводный. Этановая фракция может транспортироваться как в жидком, так и в газообразном состоянии.

Цель работы – рассмотреть возможные варианты транспортировки этановой фракции в зависимости от агрегатного состояния продукта.

Транспортирование по трубопроводу этановой фракции в жидком состоянии возможно, когда давление перекачки выше давления упругости паров продукта, при этом в соответствии с указаниями [3] давление продукта в каждой точке трубопровода должно быть на 0,5 МПа выше давления упругости паров. Определен наилучший способ транспортирования продукта – изотермическая перекачка.

Такой способ позволяет исключить применение дорогостоящей тепловой изоляции и снизить капитальные затраты. Температура продукта в начальной точке трубопровода может быть, как отрицательной, так и положительной. По длине трубопровода температура продукта выравнивается с температурой грунта за счет теплообмена. Определяющей для режима будет являться температура летнего сезона (июль, август), когда грунт прогревается. Начальное давление проектируемых трубопроводов принимается до 10 МПа. Изотермическая перекачка позволяет транспортировать продукт на большие расстояния без промежуточных станций охлаждения газа.

Вариант транспортировки этановой фракции в газообразном фазовом состоянии предполагает режимы, когда давление продукта в каждой точке трубопровода ниже давления упругости. Превышение давления упругости над давлением продукта должно составлять не менее 0,5 МПа [3].

При таком способе целесообразной также является изотермическая перекачка. Давление и температура газа в начальной точке определяются гидравлическим расчетом. Давление в начальной точке составляет около 2 МПа. Температуру газа в начале участка не обязательно принимать высокой, т.к. температура продукта очень быстро выравнивается с температурой грунта, уже на дистанции 50-60 км.

Гидравлические расчеты трубопроводов при транспортировании этановой фракции в жидком фазовом состоянии могут производиться в соответствии с [4]. Специальные стандарты отсутствуют. Расчеты трубопроводов для перекачки этановой фракции в газообразном фазовом состоянии могут производиться в соответствии с указаниями [5].

Для сооружения трубопроводов, транспортирующих этановую фракцию в жидкой фазе, могут применяться трубы бесшовные или электросварные прямошовные, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости класса прочности K56 (X65 по API 5L) или K60 (X65-X70 по API 5L) с усиленной изоляцией заводского нанесения.

Для транспортирования этановой фракции в газообразной фазе могут применяться электросварные прямошовные трубы класса прочности K56 (X65 по API 5L) или K60 (X65-X70 по API 5L) в заводской изоляции «усиленного типа». Такие трубы по ГОСТ и ТУ производятся ПАО «Челябинский трубопрокатный завод», ПАО «Выксунский металлургический завод», ПАО «Северный трубный завод», АО «Волжский трубный завод» (Российская Федерация).

Для соблюдения требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах проект этанопровода должен предусматривать

применение системы обнаружения утечек (СОУ), а также автоматическое отключение запорной арматуры по сигналам СОУ.

При технико-экономическом обосновании варианта транспортирования продукта следует учитывать, что для перекачки одинакового объема продукта диаметр трубопровода в газообразном состоянии будет в $1,5 \div 2$ раза больше, а энергозатраты на перекачку в $3 \div 4$ раза выше по сравнению с вариантом транспортирования этановой фракции в жидком фазовом состоянии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ИТС 50-2017. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Переработка природного и попутного газа». Утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 ноября 2017 г. №2423.
2. ТУ 0272-022-00151638-99. Фракция этановая.
3. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*).
4. РД 23.040.00-КТН-110-07. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.
5. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.

УДК 662.981

ПУТИ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЭР В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Р.Ш. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа

Создание усовершенствованных систем энергоснабжения предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, отличающихся более низкими расходами топлива и энергии, малым загрязнением окружающей среды, высоким уровнем использования ВЭР является одной из главных задач отрасли.

Для решения этой задачи необходимо проводить подробное обследование процессов топливо- и энергопотребления действующего оборудования, при котором кроме составления и анализа энергобалансов предприятий, позволяющих количественно обосновать нормативные показатели энергопотребления, необходимо производить качественную оценку процессов, находить элементы и участки, отличающиеся наибольшими качественными потерями используемых ресурсов. Такая качественная оценка может быть произведена при использовании эксергетического метода термодинамического анализа. Изменение эксергетического потенциала в реальных процессах, в том числе в процессах нефтепереработки, отличающихся значительной необратимостью, служит мерой необратимости процесса и определяет уровень качества энергопотребления.

К таким необратимым процессам можно отнести горение топлива в технологических печах, тепломассообмен, сжатие газов, перемещение потоков, разделение продуктов в процессах ректификации и другие.

В соответствии с разработанной блок – схемой был проведен расчет эксергетических потенциалов сырьевых, циркулирующих, продуктовых потоков

и теплоносителей для ряда установок НПЗ, составлены эксергетические балансы установок в целом и их элементов, определены значения эксергетических КПД.

Полученные данные позволяют сделать ряд выводов. Так, самые значительные потери эксергии имеют место в трубчатых печах – в среднем около 60% от суммарных потерь эксергии в установках. Анализ структуры потерь в печах показывает на большую внутреннюю необратимость процесса горения и теплообмена, которые не определяются в тепловом балансе. Высокий эксергетический КПД зоны конвекции (0,63 — 0,66) объясняется меньшей разностью температур между дымовыми газами и нагреваемыми продуктами.

Эксергетический КПД трубчатой печи составит около 35%, при этом потери от необратимости процесса горения – 45 % и от необратимости процесса излучения – 35% общих потерь эксергии. Значительную долю в потерях эксергии от необратимости процесса горения составляют потери от необратимого смешения относительно холодного и совершенно ненужного для процесса сжигания газообразного топлива водяного пара. Только подача водяного пара на процесс сжигания газообразного топлива в печах приводит к перерасходу топлива более чем на 250 млн. рублей в год для анализируемого НПЗ.

Повышение эксергетического КПД и снижение потерь эксергии в печах могут быть достигнуты, прежде всего, соблюдением режимных параметров, а также предварительным подогревом воздуха и топлива перед их подачей в печь, утилизацией эксергетического потенциала продуктов сгорания.

Другими элементами установок, имеющими значительные потери эксергии, являются колонные аппараты (~10...14 %) и теплообменная аппаратура (~8...11%).

Для разработки рекомендаций по повышению эксергетического потенциала колонных аппаратов необходимы дополнительные исследования с анализом возможных (допустимых) изменений технологического регламента.

Эксергетический КПД теплообменников в основном определяется состоянием чистоты поверхностей теплообмена.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод и его приложения / Под ред. ВМ. Бродянского. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
2. Сажин Б.С. Булеков А.П. Эксергетический метод в химической технологии. - М.: Химия, 1992. - 208 с.
3. Charles E. Baukal Jr. Combustion handbook. Volume 1. Second Edition. CRC Press. Taylor&Francis Group. Boca Raton London New York. 2013.

УДК 658.26

АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК И АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

К.А. Мингазева, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа

Проблема энергоснабжения и газоснабжения очень актуальна в труднодоступных районах России. Сейчас энергоснабжение малых населенных пунктов

Ямала происходит в основном за счет использования дизельных электростанций (ДЭС), работающих на привозном жидком топливе, что не экономично и не экологично.

В качестве решения данной проблемы предлагается использование систем автономного газоснабжения, обеспечивающих население газом и комбинированных с газопоршневыми установками (ГПУ), обеспечивающих население электроэнергией, теплом и холодом. Такие установки называются тригенерационными [1]. Они 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 арктических условиях очень затруднено и не всегда возможно. Также, в таком случае поселение становится независимых от какого-либо центрального поставщика электроэнергии.

Система автономного газоснабжения – это система газоснабжения, при которой газ поступает потребителю не из магистрального газопровода, а из независимого хранилища с сжиженным природным газом (СПГ) [2]. Поставки потребителям осуществляются авто-, железнодорожным или морским транспортом. В качестве хранилища используются низкотемпературные ёмкости с теплоизоляцией. Количество резервуаров и их вид зависят от объема потребления. Благодаря бесперебойным поставкам и резервным хранилищам население будет постоянно обеспечено газом. Данная система решает проблему транспорта газа и его хранения: трубопроводный транспорт целесообразен не во всех условиях, а иногда вообще не возможен.

Использование тригенерационных установок в сочетании с установками автономного газоснабжения позволит обеспечить автономное, надежное и экономичное функционирование населенных пунктов удаленных регионов России.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. K.C. Kavvadias, Z.B. Maroulis Multi-objective optimization of a trigeneration plant / Energy Policy. – 2010. – №38. – pp. 945–954.
2. Рачевский, Б.С. Сжиженные углеводородные газы / Б.С. Рачевский – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – С. 531–554.

УДК 665.63:541.1

МЕМБРАНЫ КАК СРЕДСТВО СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ИСПАРЕНИЙ

К.Р. Мухаметшина, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа

Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения на сегодняшний день является актуальной задачей в нефтегазовой отрасли. Значительное большинство существующих средств сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения не удовлетворяет поставленным требованиям и не является универсальными.

Проанализировав существующие методы сокращения, была предложена усовершенствованная система улавливания легких фракций, которая включает:

компрессор, конденсатор и мембрану. Отобрав паровоздушную смесь и пропустив ее через мембрану, извлеченный чистый газ можно направить на собственные нужды или закачать обратно в резервуар/танкер. Высокая эффективность, низкое энергопотребление и простота эксплуатации являются преимуществами разделения газов с помощью мембранной технологии. Сегодня мембранные технологии коммерчески используются для опреснения воды, в производстве молочных продуктов и напитков, соков в пищевой промышленности, а также для очистки природного газа, регенерации водорода и улавливания CO₂, обогащения кислородом и азотом.

Способность мембраны пропускать один компонент быстрее, чем другой, обусловлена различием физических и (или) химических свойств мембраны и компонентов разделяемой смеси. В качестве движущей силы может быть использован градиент давления, температуры, концентрации или электрического потенциала. Все мембраны подразделяются на две группы – с пористой и сплошной матрицей. В пористых мембранах разделение происходит за счет разницы размера частиц и размера пор мембранного вещества. А в непористых мембранах разделение происходит из-за различий в растворимости и (или) различий коэффициентов диффузии [1]. Для эффективного разделения газов мембраны должны быть высокоселективными, проницаемыми и долговечными.

Однако компромисс между проницаемостью и селективностью является важной проблемой, которую сложно регулировать в процессе разделения. Особенно остро стоит вопрос о разделении многокомпонентных газов. Многие существующие мембранные материалы для разделения газов изготавливаются на основе полимера. Главной задачей является повышение газопроницаемости и селективности путем модификации полимерной мембраны путем включения в матрицу различных веществ [2].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тверской, В.А. Мембранные процессы разделения. Полимерные мембраны / В.А. Тверской – М.: МИТХТ им. М.В. Ломоносова, 2008. – 59с.
2. Hongfei Ye, Dong Li, An adjustable permeation membrane up to the separation for multicomponent gas mixture/ Europe PMC. – 2019. –№9. – 24 pp.

УДК 628 543

МИНИМИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ В УСТАНОВКАХ ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОГО ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД

*Э.Р. Нигматуллина, Уренгойгазэнерго, г. Уренгой,
Р.Ш. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа*

Повышение энергетической эффективности локальных установок для сжигания жидких промышленных отходов является в настоящее время актуальной проблемой в технике термического обезвреживания сточных вод, решение которой может быть осуществлено, прежде всего, путем глубокой рекуперации тепла.

Самым важным параметром среди энергетических показателей установок для сжигания сточных вод является удельный расход топлива.

Снижение удельного расхода топлива может быть осуществлено следующими путями:

- за счет высокотемпературного подогрева рабочего воздуха;
- за счет высокотемпературного подогрева сточной воды;
- за счет повышения концентрации примесей в сточной воде, направляемой в камеру сгорания для обезвреживания.

Эти направления положены в основу разработанных и внедряемых нами установок для термического обезвреживания и очистки сточных вод с глубокой рекуперацией теплоты дымовых газов, принципиальным отличием которых является отдельный ввод сточной воды с повышенной, в несколько раз, концентрацией примесей в виде паровой фазы и продувочной жидкости, при этом разделение сточной воды на паровую и жидкую фазу осуществляется в технологической схеме установки [1].

При расчетах использовались следующие уравнения материального баланса установки.

1. Расход циркуляционного потока сточной воды:

$$G_2 = G_1 \frac{(k-1)(1-kg_1x_1)}{kx_1(1-kg_1)} \quad (1)$$

2. Расход паровой фазы:

$$G_4 = G_1 \frac{k[1-x_1(1-g_1)]-1}{k(1-x_1)}, \quad (2)$$

составляющий 60–75% по отношению к исходному расходу сточной воды.

3. Расход продувочной жидкости:

$$G_4 = G_1 \frac{1-kg_1x_1}{k(1-x_1)} \quad (3)$$

По уравнению материального баланса приход солей с исходной сточной водой на установку равен расходу солей с продувочной жидкостью, т.е. количество чистой воды в продувочной жидкости определяется как

$$G_5^I = G_1 \frac{1-kg_1}{k(1-x_1)} \quad (4)$$

При поступлении продувочной жидкости, имеющей температуру 165°C и давление 10 кгс/см² в камеру сгорания, за счет резкого сброса давления потока продувочной жидкости, происходит частичное испарение воды и количества пара, образовавшегося при этом, определяется:

$$G_{5\text{ пар}}^I = G_5^I \frac{1-kg_1}{k(1-x_1)} x_2 \quad (5)$$

В формулах (1) ... (5) обозначены:

G_1 – производительность установки по исходной сточной воде в кг/ч;

g_1 – концентрация примесей в исходной сточной воде в кг/кг. сточной воды.

k – отношение концентрации примесей в потоке сточной воды, выходящим из паросепаратора, к концентрации примесей в исходной сточной воде g_1 .
 x_1 – степень сухости пара в сепараторе:

$$x_1 = c \cdot \frac{t_0 - t_1}{r} \quad (6)$$

c – удельная теплоемкость сточной воды в циркуляционном контуре, Дж/кгК;
 t_0 – температура сточной воды в циркуляционном контуре °С;
 t_1 – температура сточной воды в сепараторе в °С;
 r – теплота преобразования циркулирующей сточной воды, Дж/кг;
 x_2 – степень сухости пара на срезе сопла распылительной форсунки для продувочной сточной воды

$$x_2 = c \cdot \frac{t_0 - 100}{r} \quad (7)$$

На основании экспериментальных и расчетных данных построены зависимости основных параметров процесса.

Установлено, с повышением концентрации примесей в циркуляционном контуре установки g_2 возрастает выход паровой среды, т.е. большая доля сточной воды подаётся в камеру сгорания в виде пара и, соответственно, уменьшается расход сточной воды на продувку. Это, в свою очередь, снижает удельный расход топлива, т.к. в камере сгорания расходуется меньше тепла, необходимого для испарения и перегрева влаги. Однако увеличение g_2 сопровождается увеличением расхода сточной воды, циркулирующей в нагревательно-испарительном контуре установки. Это вызывает увеличение потребляемой электроэнергии на привод циркуляционного насоса, являющегося основным её потребителем электроэнергии на установке.

Полученные зависимости позволяют определить оптимальную концентрацию g_2 , при которой себестоимость энергозатрат для термического рекуперацией тепла будет наименьшей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нигматуллина, Э.Р. Повышение эффективности устройств для термического обезвреживания и очистки сточных вод: дис. ...канд. техн. наук/ Нигматуллина Эльвира Римовна. – Уфа, 2002. – 146 л.

УДК 620.9

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

А.С. Прокофьева, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

Энергетика – неотъемлемая часть жизни каждого человека, без неё невозможно представить наш современный мир. Потребности людей возрастают с

каждым днём, в связи с этим и возникла необходимость замены традиционных (невозобновляемых) источников энергии на возобновляемые (ВИЭ).

Понятия «нетрадиционность», «альтернативность» являются относительными. Так, например, еще несколько сотен лет назад каменный уголь считался альтернативой использования древесины, а сейчас это один из «классических» вариантов источников энергии. На данный момент основные направления нетрадиционной энергетики – это энергия солнца, ветра, волн морей и океанов, геотермальная и биоэнергетика. Главными причинами использования таких источников являются глобально-экологические, социальные, политические, экономические и эволюционно-исторические.

Медленное внедрение на промышленных предприятиях альтернативной энергетики в России связано с достаточно низким спросом на неё там, где находится централизованное энергоснабжение. На текущий момент развитие альтернативных источников энергии (АИЭ) основано на экологичности, но с экономической точки зрения это невыгодно (средняя стоимость выработки электроэнергии ВИЭ в нашей стране превышает среднемировой показатель). А также одной из основных причин, которые тормозят рост использования НВИЭ – непостоянство климатических условий нашей страны.

Развитие нетрадиционной энергетики – перспективное направление, основная цель которого достижение независимости от невозобновляемых источников, а также снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Тенденция расширения и совершенствования перехода на альтернативную энергетику распространена во многих зарубежных странах.

По прогнозу научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России на период до 2035 года особое внимание должно быть уделено развитию водородной энергетики, технологиям сетевых накопителей и фотоэлектрическим преобразователям.

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что промышленные предприятия в России с каждым годом все больше внимания уделяют вопросам внедрения на своих объектах альтернативных источников энергии для покрытия нагрузок электро- и теплоснабжения. Но принятие решений затруднено высокой стоимостью оборудования, использующегося при проектировании таких источников, и при этом низкой стоимостью и доступностью традиционных энергетических ресурсов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Указ Президента Российской Федерации от 01.12.2016 г. № 642 О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации / URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/41449> (дата входа: 13.11.2020).
2. Молчанова Р.А., Файрушин Ш.З., Ахметов Э.Р., Байков И.Р. Обоснование использования возобновляемых источников энергии и оценка их потенциалов на примере Республики Башкортостан // Труды Академэнерго. – 2015. – № 3. – С. 92-102.
3. Латыпова А.И., Сулейманов А.М. Опыт использования возобновляемых источников энергии в Республике Башкортостан // Трубопроводный транспорт – 2017. Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции. – 2017. – С. 361-362.

КОНЦЕПЦИЯ ВНЕДРЕНИЯ БЕЗЛЮДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОБЪЕКТАХ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ

А.Ю. Самсонов, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа

Современные решения по разработке и внедрению современных ресурсо-энергосберегающих технологий являются одним из основных направлений повышения и ресурсосбережения в нефтегазовой отрасли.

Согласно мониторингу активов действующей наземной инфраструктуры, в ООО «Газпромнефть-Хантос» на процесс сбора и подготовки нефти приходится порядка 1200 единиц оборудования, более 250 человек на общей площади объектов более 1 млн. квадратных метров.

Для формирования технологических решений были структурированы бизнес-процессы. А также подсчитаны трудозатраты и выявлено, что порядка 80% приходится на: сервисные работы, обслуживание инфраструктуры, обход оборудования и пр. На примере наземного актива был рассмотрен объект сбора и подготовки нефти месторождения имени Александра Жагрина.

Решение заключалось в создании концепции «Безлюдное месторождение». Внедрение принципов концепции направлено на:

- реализацию принципиально новых и недоступных проектов;
- обеспечение полностью безопасного безремонтного производства;
- исключению рутинных операций и создание новых высокотехнологичных рабочих мест.

В рамках проекта для реализации концепции безлюдного наземного актива добычи сформирован системный, объединенный подход к созданию безлюдного наземного актива добычи, основанного на совокупности следующих технологических принципов:

- новые материалы и инновационное оборудование;
- цифровизация (АТ+ИТ);
- новые принципы инжиниринга.

По экономической оценке, сокращение трудозатрат благодаря переходу на безлюдные технологии будет достигать до 75%. Снижение инфраструктурной нагрузки объектов на 40-45 %, станет дополнительным драйвером роста доходности новых активов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации оборудования насосных и компрессорных станций - Уфа: УГНТУ, 2012. – 4 с.

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА МАЛЫХ ПУНКТАХ
РЕДУЦИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ**

*А.А. Скоробогатов, А.Е. Белоусов, Санкт-Петербургский горный университет,
г. Санкт-Петербург*

В работе обосновывается использование детандер-генераторного регулятора давления с дополнительным электрорегулированием, которое может использоваться для понижения, регулирования и поддержания на заданном уровне давления природного газа в малых пунктах редуцирования, описывается принцип его работы изобретения. Проведен анализ различных видов генераторов, которые могут использовать в схеме дополнительного электрорегулирования.

Тема является актуальным по нескольким пунктам. Во-первых, распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р. Согласно энергетической политики России, должно достигаться максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов. Во-вторых, развитие сетей газораспределения влечет за собой увеличение количества пунктов редуцирования. В-третьих, детандер-генераторный регулятор давления с дополнительным электрорегулированием имеет возможность работы в сетях среднего и низкого давлений в то время, как имеющиеся средства утилизации энергии газового потока применяются в основном в сетях высокого давления.

В процессе редуцирования газа тратится большое количество энергии, которую можно использовать [1]. Для этого и необходим детандер-генераторный агрегат в качестве энергоутилизационной установки. Проходя через него, барэргия газа преобразуется в механическую, а позже в электрическую.

У большинства существующих схем, имеются следующие недостатки: большие габариты, отсутствие удаленного управления, стабильность высоких расходов газа, что несовместимо с малыми пунктами редуцирования.

Схему, которая была рассмотрена ранее можно улучшить. Для этого рассмотрим патент РФ [2] со схемой детандер-генераторного агрегата с системой его регулирования. Этот детандер-генераторный агрегат лишен ряда недостатков существующих схем. Для расширения диапазонов регуляторов и повышения частот, а также надежности, в случае отказа регулирующего клапана, необходимо использовать генератор, который можно контролировать посредством изменения добавочного сопротивления цепи. Для этого необходимо, найти зависимость момента двигателя от угловой скорости, найти зависимость напряжения от добавочного сопротивления, выбрать подходящий генератора, построить схему с использованием выбранного генератора. Была построена следующая схема (рис.1),

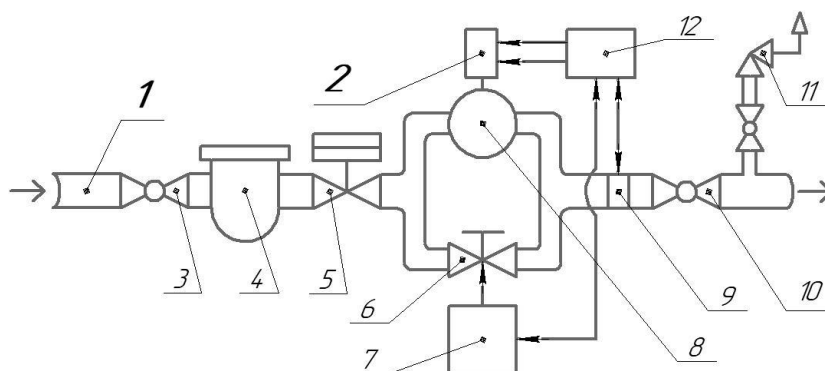


Рис.1. Детандер-генераторный РД с электрорегулированием
где: 1 – линия редуцирования; 2 – генератор с электрорегулированием;
3 – входная запорная арматура; 4 – устройство очистки; 5 – предохранительный запорный клапан (ПЗК); 6 – регулирующий клапан; 7 – исполнительное устройство регулирующего клапана; 8 – объёмный детандер;
9 – датчик давления; 10 – выходная запорная арматура; 11 – предохранительный сбросной клапан (ПСК); 12 – система управления

При использовании электрорегулирования, достигается высокая надёжность путём регулирования давления природного газа на выходе из линии редуцирования и накоплении энергии детандер-генератора в аккумуляторной батарее, которая может использоваться при аварийных ситуациях и других энергетических нуждах на линии редуцирования. Для того, чтоб стабилизировать вращение генератора, необходимо регулировать момент на его валу, а регулируя момент на валу, можно изменять частоту вращения [3].

Важным вопросом является выбор типа генератора. При анализе различных типов генераторов [4] было определено, что наилучшая зависимость момента генератора от добавочного сопротивления наблюдается у асинхронного генератора. Потому было принято решение, что наиболее оптимальным решением будет использование асинхронного генератора в схеме, представленной на (Рис. 1).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Общий курс электропривода / Чиликин М.Г., Сандлер А.С. – М.: Энергоиздат, 1981 г.–566 с.
2. Белоусов А.Е. Обоснование способа редуцирования природного газа в системе газораспределения при помощи детандеров объёмного типа. [Текст]: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук– 127 с.
3. Пат. 2662784 РФ, МПКF17D 1/04 (2006.01). Детандер - генераторный регулятор давления природного газа / Белоусов А.Е., Кабанов О.В., Самигуллин Г.Х; заявитель и патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" – № 2017141301; заявл. 27.11.17; опубл. 31.07.2018, – 1 с.
4. Жемчугов Г.А., Плеханов С.Н.: Регулирование турбогенераторных источников электрической энергии на основе замкнутых газотурбинных контуров // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ – 2001. – № 100. – С. 125-145.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕРЫВИСТЫМ СПОСОБОМ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

О.В. Смородова, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа

Прерывистый способ регулирования теплоснабжения состоит во временном прекращении подогрева сетевой воды на источнике [1].

Крайним случаем при регулировании подачи теплоты пропусками является полное прекращение подачи теплоносителя абоненту. В этом случае параметры микроклимата в здании и интенсивность их изменения с течением времени будут определяться теплоаккумулирующей способностью наружных ограждений здания.

Более распространенной ситуацией при количественном регулировании отопления является прекращение не самой подачи теплоносителя здание, а прекращение подогрева сетевой воды на источнике. Это приводит к тому, что после первого контура циркуляции вода поступит в сеть с температурой 70°C, а после второго – менее 40°C. Таким образом, пропуск при подогреве теплоносителя не должен превышать продолжительность двух циркуляций сетевой воды.

Вопросы прерывистого теплоснабжения рассмотрены на примере площадки ПСП одного из предприятий г. Новый Уренгой, а именно наиболее удаленного здания – общежития. Продолжительность циркуляции сетевой воды до Общежития составляет 60 минут – 30 минут по прямому трубопроводу, и 30 минут по обратному.

В зависимости от температуры наружного воздуха пропуски в подогреве сетевой воды будут в различной степени влиять на тепловой режим Общежития. Для определения температуры внутреннего воздуха Общежития была составлена система двух уравнений теплового баланса здания и теплой сети «теплоноситель – здание» и «здание – наружный воздух»:

$$\begin{cases} \eta_{\text{оп}} \cdot K_{\text{оп}} \cdot F_{\text{оп}} \cdot (\tau_{\text{ср}} - t_{\text{вн}}) = G \cdot C_{\text{в}} \cdot (\tau_1 - \tau_2) \\ K_{\text{оп}} \cdot F_{\text{оп}} \cdot (\tau_{\text{ср}} - t_{\text{вн}}) = \eta_{\text{зд}} \cdot K_{\text{зд}} \cdot F_{\text{зд}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \end{cases}$$

С помощью полученной системы двух уравнений теплового баланса на уровнях «теплоноситель – отопительный прибор» и «здание – наружный воздух» были определены равновесные температуры внутреннего воздуха в Общежитии при условии подачи теплоносителя во втором контуре циркуляции на уровне 70°C (рисунок 1).

Многочисленные расчеты тепловых характеристик зданий при их остывании показали, что выход зданий на тепловое равновесие с окружающей средой происходит при времени остывания около 20 ч. По известной конечной температуре воздуха в Общежитии было установлено изменение температуры внутреннего воздуха при разных атмосферных условиях.

Для удобства обработки результатов моделирования были построены графики изменения температуры внутреннего воздуха в диапазоне времени остывания до 6 ч. При этом зависимость можно считать линейной со степенью адекватности $R^2=0,99$.

Полученные результаты позволили определить допустимое время пропуска подогрева сетевой воды на источнике (рисунок 1). Выводы о времени пропуска сделаны из условия допустимого снижения температуры внутреннего воздуха в жилых помещениях Общежития до +20°C [2].

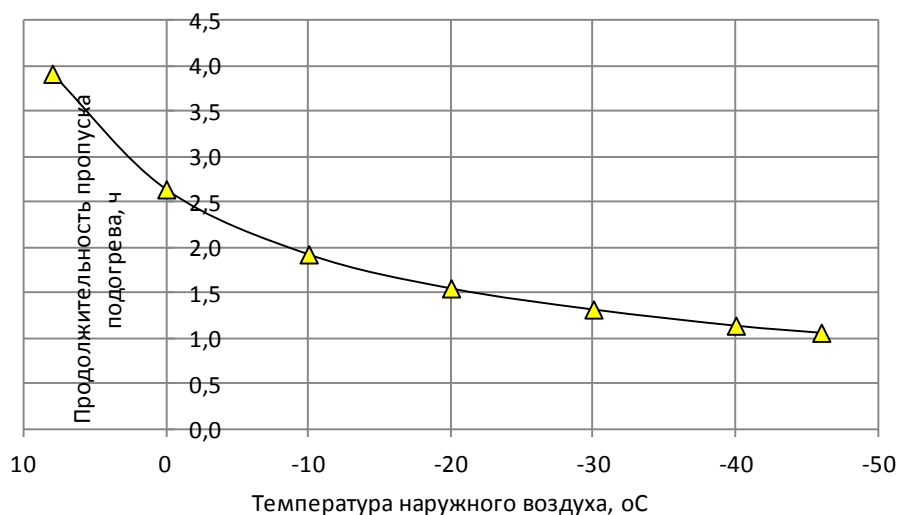


Рисунок 1 – Зависимость времени пропуска в подогреве теплоносителя на источнике от температуры наружного воздуха

Продолжительность времени подогрева и времени пропуска за сутки зависит от климатических условий объекта. Время работы котла за сутки n^+ определяется по формуле:

$$n^+ = 24 \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{нар}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н0}}},$$

где $t_{\text{вн}}$ — температура воздуха в помещениях объекта;

$t_{\text{нар}}$ — температура наружного воздуха для расчета;

$t_{\text{н0}}$ — температура наружного воздуха, при которой система работает постоянно, без пропусков.

При этом время пропуска в подогреве воды в котле составит

$$n^- = 24 - n^+.$$

Расчеты показали количество циклов за сутки и соотношение времени подогрева воды и пропуска.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шарапов В. И., Ротов П.В. Технологии регулирования нагрузки систем теплоснабжения. Ульяновск: УлГТУ, 2003. - 160 с.
2. Ротов, П.В. Способы регулирования тепловой нагрузки систем теплоснабжения / П.В. Ротов. Перспективы развития, Журнал "Новости теплоснабжения" №2 (78), 2007. — 5 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «СТАРТ-ПРОФ» ПРИ КАЧЕСТВЕННОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

О.В. Смородова, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа

Семейство программ «СТАРТ-ПРОФ» предназначено для проектирования и расчета прочности и жесткости трубопроводов различного назначения и позволяет моделировать поведение системы в целом при различных режимах работы [1].

Метод реализован на примере тепловой сети (котельная 33, г. Уфа) при качественном регулировании по температурному графику (115/70°C). Сеть состоит из 549 узлов, к которым подключены 29 зданий.

Анализ разработанной модели показал, что при допустимых напряжениях 2187 кгс/см² имеют место расчетные напряжения в диапазоне 107 кгс/см² до 1982 кгс/см², составляя в среднем 705 кгс/см². Прямолинейных участков всего 436 штук, 113 элементов системы – отводы и колена гнутые. Полные перемещения узлов системы достигают 53 мм. Максимальные перемещения имеют место в узлах варки П-образных компенсаторов. Система в своем составе имеет 23 мертвые точки с нулевым суммарным перемещением.

Для идентификации температурной динамики теплонапряженного состояния трубопроводов было проведено моделирование режимов работы системы при изменении температуры тепловой сети от 45°C до 115°C с шагом в 10°C.

Расчеты показали, что при тепловых удлинениях трубопроводов даже при наиболее неблагоприятных температурных режимах запас по прочности составляет более 5, что соответствует требованиям нормативных документов.

Но, несмотря на имеющийся запас прочности, на трубопроводы при качественном регулировании воздействуют многократные циклические нагрузки из-за изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры окружающей среды.

Способность компенсатора воспринимать деформации определяется его назначенной наработкой, описывающей какое количество циклов и с какой амплитудой компенсатор воспринимает без повреждений. Зависимость количества циклов от амплитуды сугубо индивидуальна для каждого сильфона и зависит от диаметра компенсатора, количества слоев, толщины слоев, материала слоев, геометрических размеров гофра и т.д. [2]. Например, для компенсаторов большего диаметра зависимость количества циклов от амплитуды будет иметь более пологий характер.

Видно, что даже деформации с амплитудой в 10% от номинальной при большом количестве циклов способны вывести компенсатор из строя. Поэтому при определении количества и амплитуды циклов следует как можно более полно описать температурную историю трубопровода.

Тепловые сети с качественным регулированием отпуска тепловой энергии относятся к системам со сложной температурной историей из-за переменчивости температуры сетевой воды.

Температура воздуха для регулирования системы теплоснабжения изменяется в течение отопительного периода скачкообразно. Для определения количества циклов работы компенсаторов была рассмотрена динамика температуры наружного воздуха помесячно.

Анализ погодных условий в течение января 2017 г. показал, что смена направлений деформаций компенсаторов тепловых удлинений произошла 16 раз. Кроме того, была установлена смена направлений деформации компенсаторов и в течение суток в количестве 3 циклов за сутки.

Таким образом, установлено, что в течение месяца компенсаторы тепловых перемещений меняют направление деформации около 150 раз. Такой режим работы вызывает повышенный износ вплоть до ремонта и замены компенсаторов.

При расчете теплонапряженного состояния тепловой сети алгоритмом программы «СТАРТ» разработана эквивалентная по разрушающему воздействию температурная история из пяти элементов (таблица 1).

Таблица 1 - Температурная история тепловой сети в «СТАРТ» за год

Деформация, %	Количество циклов за отопительный период, шт.	Количество циклов за 20 лет, шт.
100	1	20
75	51	1020
50	153	3060
25	816	16320
12,5	3876	77520

Приведенная температурная история означает, что трубопровод за 20 лет совершит 20 циклов с деформацией 100% и 1020 циклов с деформацией 75%, 3060 циклов с деформацией 50%, 16320 циклов с деформацией 25% и 77520 циклов с деформацией 12,5%.

В результате было установлено, что за 20 лет эксплуатации компенсатор при качественном регулировании совершает 712 полных 100%-циклов, тогда как допустимое количество циклов составляет 500. Из этого следует, что практически каждые 5-7 лет необходимо проводить ревизию компенсаторов, и 1 раз в 10-12 лет производить ремонт или замену.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шарапов В. И., Ротов П.В. Технологии регулирования нагрузки систем теплоснабжения. Ульяновск: УлГТУ, 2003. - 160 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИХРЕВОГО ЭФФЕКТА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПОПУТНОГО ГАЗА

А.Ю. Трофимов, Е.В. Бурдыгина, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

В зависимости от состава газа, геологических условий месторождения и технологических возможностей, часто применяют несколько способов утилизации попутного газа. В данной работе рассматривается эффективная технология осушки нефтяного газа, основанная на вихревом эффекте, получаемым в трехпоточной вихревой трубке Ранка-Хилша.

Расчеты проведены для месторождения с выходом попутного нефтяного газа 500 т/ч с избыточным давлением 9,5 МПа и температурой 52 градуса. Попутный газ месторождения примерно на 65% состоит из метана, имеет высокий газовый фактор и значительный объем H_2S (до 14%). Основной целью работы является очистка газа от находящегося в его составе сероводорода. Очистка производится путем конденсации сероводорода из холодного потока, выходящего из вихревой трубы.

Вихревой эффект (эффект Ранка-Хилша), реализуемый в частности в регулируемой вихревой трубе (ТВТ), заключается в температурном разделении газа на холодный и горячий потоки. Наряду с получением холода, ТВТ обеспечивает отделение жидкости непосредственно из закрученного потока. В вихревой трубе нет никаких движущихся частей, ее конструкция чрезвычайно проста.

Закрученный поток даёт возможность осуществить эффективное отделение конденсата, обеспечивая одновременно очистку и осушку технологического газа. Для этого разработаны т.н. трёхпоточные вихревые трубы (ТВТ), где в качестве третьего потока из аппарата выводится сконденсированная и отсепарированная жидкость. В этом случае возможно применение только одной вихревой трубы без дополнительного оборудования, например, для подготовки газа к транспорту.

Рассмотренные компоновочные решения:

- одноступенчатого расширения используя перепад давления с конденсацией и отводом примесей внутри ВТ;
- расширение в двухступенчатой установке используя большой перепад давления для достижения наиболее низких температур;
- генерация холода в вихревой трубе и охлаждение исходного газа в теплообменнике до необходимой температуры конденсации и сепарация его в установках очистки.

Парциальное давление сероводорода для разных значений давления смеси и температура конденсации паров представлены в таблице 1. Максимальный перепад в одной ступени, который используют в вихревых трубах достигает $\xi=6-7$, поэтому для расчетов при начальном давлении 9,5 МПа принято минимальное давление после первой ступени вихревой трубы 1,35 МПа, а после второй ступени минимальное давление на выходе 0,19 МПа.

Таблица 1 – Парциальное давление и температура конденсации сероводорода

Давление смеси	Парциальное давление сероводорода (H ₂ S)	Температура конденсации H ₂ S
9,5 МПа	1,322 МПа	11,2 °С
6МПа	0.835 МПа	-8 °С
4МПа	0.556 МПа	-17 °С
1,32 МПа	0,183 МПа	-50 °С
0,19 МПа	0,026 МПа	-60 °С

При высоких давлениях на входе 1,2-8,4 МПа газ проходя через установку нагревается, в следствии большой скорости потока. При давлениях 1-7 МПа и 0,8-5,2 МПа разница температур достигает пика в точках 16,8°С и 24,1°С соответственно, самый наибольший перепад температур $\Delta t = 64,7^{\circ}\text{C}$ наблюдается при расширении с 0,7 до 0,1 МПа.

С увеличением степени расширения газа до определенного предела увеличивается скорость истечения из сопла, что приводит к увеличению температуры торможения и к нагреву газа, проходящего через установку. Рациональным интервалом повышения давления является такой, при котором степень расширения в вихревой трубе не превышает 5-6.

Расчет показал, что увеличение площади проходного сечения в 30 раз от расчетной приведет к увеличению эффекта охлаждения, но дальнейшее увеличение площади глобального исправления эффекта не дает.

Расчеты показали, что максимально возможное достижение разницы температур возможно только при наименьшей доле холодного потока и максимально возможной степени расширения. Повышение давления на входе ведет к увеличению площади проходного сечения, а следовательно и габаритов установки.

На основе расчетных данных были рассмотрены три типа компоновки вихревой трубы. Одноступенчатое расширение, многоступенчатое, и расширение с регенеративным охлаждением, однако анализ параметров показал, что расширением газа в установках не получается добиться температур, при которых сероводород и тяжелые примеси смогли сконденсироваться. После чего был рассмотрен вариант с генерацией холодного потока для охлаждения газа в теплообменнике до точки росы сероводорода при определенном давлении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М., Бурдыгина Е.В. Анализ эффективности работы наземного оборудования НГДУ // В сборнике: Трубопроводный транспорт - 2009. Материалы V Международной учебно-научно-практической конференции. 2009. С. 274-278.
2. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. Перспективы нетрадиционной энергетики в северных регионах // Трубопроводный транспорт - 2011: Материалы VII Международной учебно-научно-практической конференции. 2011. С. 239-241.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННОЙ АППАРАТУРЫ

Е.А. Федосеева, Е.В. Бурдыгина, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа

Теплообменные аппараты (ТОА) используются на большинстве предприятий топливно-энергетического комплекса. Они применяются разных конструкций и служат для различных целей. Основным показателем эффективности работы таких аппаратов является коэффициент теплопередачи, который с течением времени снижается в следствии загрязнения поверхностей теплообмена.

От эффективности работы ТОА зависит эффективность самого процесса, в которых они используются. Например, на компрессорных станциях используются аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа, предназначенные для снижения температуры природного газа после процесса повышения давления в газоперекачивающих агрегатах. Снижение коэффициента теплопередачи происходит в связи с загрязнением оребренной поверхности труб пылью, пылью растений, насекомыми и т.д. со стороны воздуха. Другим примером может служить нефтехимическое предприятие, на котором теплообменные аппараты (пластинчатые и кожухотрубчатые) используются в системе закрытого водообратного цикла (ЗОЦ) и применяются для охлаждения технологических потоков. Загрязнение в данном случае происходит в основном со стороны воды ЗОЦ и приводит к ухудшенной работе насосов в следствие повышенного сопротивления в теплообменных аппаратах.

И в том и в другом примере теплообменные аппараты выводят в очистку по регламенту, принятому на предприятии. Очистку АВО производят обычно раз в год в весенний период для повышения эффективности их работы перед летним периодом эксплуатации. Очистку ТОА на нефтехимическом предприятии выводят один раз в год или при значительном превышении падения давления потока воды по данным датчиков, установленных на аппаратах.

Прогнозирования технического состояния теплообменных аппаратов позволит выводить в очистку при снижении эффективности работы ТОА ниже заданных параметров. Это позволит снизить потребление энергетических ресурсов при эксплуатации всей системы, где установлены рассматриваемые аппараты. Однако и в том, и в другом случае рассчитывать коэффициенты теплопередачи достаточно трудоемко, т.к. связано с анализом распределения потоков теплоносителя после коллекторов по секциям или параллельно установленным аппаратам, с вводом дополнительных расчетных коэффициентов (например, для пластинчатых ТОА в расчетах используются коэффициенты, зависящие от типа пластины) и т.д. Зачастую при исследовании теплообменных аппаратов введенных в эксплуатацию более 15-20 лет назад найти подобные сведения сложно.

Для облегчения расчетов аппаратов воздушного охлаждения предлагается использовать показатель тепловой эффективности, который можно определить по формуле [1]:

$$\delta = \frac{t_{\text{c1}} - t_{\text{c2}}^{\phi}}{t_{\text{c1}} - t_{\text{c2}}^{\text{n}}}, \quad (1)$$

где t_{c1} – температура природного газа на входе в АВО, °С;

t_{c2}^{n} , t_{c2}^{ϕ} – паспортная и фактическая температура природного газа соответственно после АВО.

Для чистых аппаратов воздушного охлаждения $\delta = 1$.

Для пластинчатых теплообменных аппаратов предлагается использовать безразмерный параметр [2]:

$$\Phi = \frac{\sqrt{\Delta t \cdot \Delta T}}{\overline{\Delta t}}, \quad (2)$$

где Δt – разность температур на входе и выходе горячего теплоносителя, °С;

ΔT – разность температур на входе и выходе холодного теплоносителя, °С;

$\overline{\Delta t}$ – средний температурный напор, °С.

Параметр по формуле (2) определяется для чистых и загрязненных теплообменных аппаратов, а затем находится соотношение этих параметров.

Как видно из приведенных формул (1) и (2) оба показателя зависят только от температур теплоносителей, учет которых легко организовать на любом предприятии. При использовании различных методов прогнозирования (множественная регрессия, нейронные сети) по фактическим показателям температур можно составить график проведения очисток ТОА. Это позволит повысить эффективность эксплуатации отдельных блоков и производственных предприятий в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федосеев А.С. Методы повышения эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа / А.С. Федосеев // Трубопроводный транспорт – 2016: материалы XI международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2016. – С. 315-316.
2. Методы диагностики состояния загрязненности и качества химических промывок теплообменных аппаратов / URL: https://studwood.ru/1094344/matematika_himiya_fizika/metody_dagnostiki_sostoyaniya_zagryaznennosti_kachestva_himicheskikh_promyvok_teploobmennyyh_apparatov (дата входа 01.11.2020).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАДЖИКИСТАН

Н.У. Хуррамова, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

В последние годы доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем энергетическом балансе ряда стран неизменно возрастает. При этом соотношение ВИЭ к традиционным источникам энергии является различным для каждой страны в зависимости от природно-климатических условий и наличия ископаемых энергоносителей. Республика Таджикистан (РТ) не отличается многообразием источников энергии. Страна обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом и незначительными объемами углеводородного сырья, в связи с чем испытывает дефицит энергетических ресурсов. Это и обуславливает необходимость развития использования альтернативных источников энергии в Республике. Государственная энергетическая политика Республики Таджикистан предусматривает меры, направленные, на разработку стимулов для увеличения производства энергии с применением ВИЭ [1, 2].

На сегодняшний день наиболее перспективными в РТ являются следующие виды возобновляемых источников энергии: малые гидроэлектростанции, солнечные установки для производств тепловой и электрической энергии, ветроэнергетика и биогазовые установки.

Наиболее популярным источником энергии на территории страны является энергия рек. Потенциальные гидроресурсы Таджикистана оцениваются около 500 млрд. кВт·ч. в год. В настоящее время используется лишь 5% этого потенциала. Более 95% всей электроэнергии (около 15-18 млрд. кВт·ч. ежегодно) вырабатывается на гидроэлектростанциях, которые сосредоточены возле крупных городов. Развитие малой гидроэнергетики (потенциал составляет порядка 18,0 млрд. кВт·ч) будет способствовать децентрализации энергосистем, что даст возможность решить проблемы энергоснабжения труднодоступных сельских районов, а также комплекс экономических, экологических и социальных проблем.

Ветроэнергетический потенциал в Таджикистане соизмерим с технически возможным к использованию гидропотенциалом страны. Однако его применение целесообразно не по всей территории, а только в тех районах страны, где средняя годовая скорость ветра достигает 5 – 6 м/с (высокогорные районы в открытых формах рельефа (ледник Федченко, Анзобский перевал и др.) и районы Худжанд, Файзабад, Шуроабад, Ишкашим, Мургаб).

Разведанные потенциальные геотермальные энергоресурсы РТ оцениваются в 1 млн. кВт·ч в год. Большинство источников в настоящий момент времени используются в лечебных целях. Наиболее известными среди них являются Ходжаобигарм (65-90 °С), Обигарм (39-53 °С), Гармчашма (47-62 °С), Хаватаг (54 °С). Применение данных источников для нужд систем теплоснабжения является возможным, но достаточно дорогостоящим, т.к. более 60% источников

имеют температуру на изливе ниже 50 °С при высокой степени минерализации воды.

Потенциал использования солнечной энергии оценивается в районе 400 тыс. т у.т. Интенсивность поступления солнечной радиации в большинстве районов Республики достигает 1000 Вт/м². Общая продолжительность солнечного сияния за год в среднем составляет 2500-3000 часов. Оценки показывают, что 60-80 % потребности населения страны в течение 10 месяцев в году могут быть обеспечены солнечной энергией. Однако вследствие высокой стоимости технологий прямого преобразования солнечной радиации в электрический ток солнечная энергия не находит широкого применения в стране.

Применение биотоплива в виде дров, навоза и ботвы растений имеет первостепенное значение в домашнем хозяйстве. Из всех известных способов получения биотоплива наиболее приемлемым и перспективным в условиях Таджикистана является способ получения биогаза путем анаэробного сбраживания жидких отходов животноводства. Согласно расчётам, при эффективном использовании органических отходов с животноводческих комплексов и от скота, содержащегося в частных хозяйствах Таджикистана, можно получить биогаз, который составит примерно 8% от объема природного газа (1млрд. м³), закупаемого страны.

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что использование нетрадиционных источников энергии на территории Республики Таджикистан, будет целесообразным при рассмотрении децентрализованных источников энергии для труднодоступных районов страны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Закон Республики Таджикистан от 19 сентября 2013 года, № 1018 «Об энергосбережении и энергоэффективности».
2. Закон Республики Таджикистан от 12 января 2010 года, № 587 «Об использовании возобновляемых источников энергии».
3. Анализ развития и распространения передовых технологий в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики в Республике Таджикистан в рамках проекта Европейской Экономической Комиссии «Глобальная энергоэффективность -21» для стран Центральной Азии" / URL: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gee21/projects/Report_TJ.pdf (дата входа: 01.11.2020).
4. Лавриненко П.Н., Кабилов З.А. Возможности использования солнечной энергии в Таджикистане. - Душанбе, 1980. – 56с.

УДК 65.011.42

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ ТЕМПЕРАТУР ОБОРОТНОЙ ВОДЫ В ПЕРИОДЫ ПИКОВЫХ РЕЖИМОВ

Э.И. Шавалеева, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа

Открытые оборотные циклы (ООЦ) установки ХВО одного из промышленных предприятий Республики Башкортостан предназначены для охлаждения обратной нагретой оборотной воды закрытого оборотного цикла (ЗОЦ) в тепло-

обменниках ТОА 1-5 охлажденной оборотной водой открытого оборотного цикла (ООЦ). Глубина охлаждения оборотной воды ЗОЦ в теплообменных аппаратах ТОА 1-5 в значительной степени определяется температурой охлаждающей воды.

Для оценки актуальности внедрения мероприятий с целью предотвращения повышения температуры оборотной воды выше требуемых значений проведен анализ динамики температур оборотной воды ООЦ и ЗОЦ на подаче потребителям за период март-сентябрь 2020 г.

Средняя температура за период март-октябрь 2020 г. прямой оборотной воды ООЦ составила 21,1 °С, обратной оборотной воды ООЦ – 28,8 °С. Такой температурный режим ООЦ обеспечил за этот период среднюю температуру прямой ЗОЦ 27,5 °С, что отвечает требованиям технологического регламента и условиям охлаждения технологических потоков до требуемых температур. В период пиковых режимов («Летний синдром») из-за высоких температур воздуха, используемого в градирнях открытого типа в качестве охлаждающей среды, максимальная температура прямой оборотной воды ООЦ за рассматриваемый период составила 26 °С.

Следствием повышения температуры прямой оборотной воды ООЦ стало повышение температуры прямой воды ЗОЦ до 31,6 °С, что выше допустимой температуры, установленной технологическим регламентом на уровне 30,5 °С.

Всего в 2020 г. были зафиксированы 6 дней со средней температурой прямой воды ЗОЦ, направляемой потребителям, от 30,5 °С до 31,6 °С и 3 дня с температурой от 30,0 °С до 30,5 °С.

Анализ температурных режимов оборотной воды ЗОЦ за период январь 2019 г.- сентябрь 2020 г. показал, что средняя максимальная температура прямой воды составила 32,5 °С, это значение температуры было принято в расчетах пиковых режимов.

Следует отметить, что наиболее чувствительным к воздействию высоких температур является компрессорное оборудование. Прямая оборотная вода подается в компрессорный цех в количестве 2092 м³/ч (в соответствии с технологическим регламентом) и используется для охлаждения электродвигателей трех компрессорных установок. В целях исключения снижения производительности технологических процессов в периоды пиковых режимов («Летнего синдрома») по причине повышения температуры прямой оборотной воды выше требуемых значений рассмотрено следующее оборудование:

- бромисто-литиевая абсорбционная холодильная машина (АБХМ);
- парокомпрессионная холодильная машина (чиллер);
- мокрая вентиляторная закрытая градирня.

Наиболее простым, надежным и экономичным по капитальным и эксплуатационным затратам представляется вариант двухступенчатого охлаждения с градирней для обеспечения температуры оборотной воды ЗОЦ, направляемой в компрессорный цех, не выше требуемых значений ($t_{\text{доп}}=30,0^{\circ}\text{C}$). В период летних пиковых нагрузок ЗОЦ обеспечивается требуемый температурный режим оборотной воды только для компрессорных установок. Для этого

часть оборотной воды после ТОА 1-5 с расходом $Q_{к.ц.} = 2092 \text{ м}^3/\text{ч}$ и температурой в пиковом режиме $t_{пр.в}$ (от 30,5 до 32,5 °С) направляется в градирню и охлаждается до $t_{расч.}$ не более 30 °С. Далее оборотная вода с требуемой температурой $t_{расч.}$ направляется в компрессорный цех для охлаждения рабочего потока в трехступенчатых компрессорных установках. Требуемая холодопроизводительность градирни составляет 6 МВт. Мокрая градирня закрытого типа представляет собой один из вариантов водоохладителя, в котором применена гибридная схема.

В отличие от сухих закрытых градирен в мокрых градирнях имеется герметичный теплообменник, по которому протекает жидкость основного контура, этот теплообменник орошается водой и обдувается воздухом окружающей среды. Преимущество такого варианта в том, что основной контур охлаждения воды не соприкасается с окружающей средой, и соответственно не насыщается кислородом, не загрязняется и является закрытым, т.е. нет разрыва струи. Конечная температура хладоносителя, которую можно получить в мокрой градирне закрытого типа - не выше, а ниже температуры окружающей среды и, как и в мокрых градирнях открытого типа, соответствует температуре влажного термометра. Капитальные затраты на внедрение градирни примерно в 2 раза меньше, чем затраты на АБХМ той же мощности по холоду. Чиллеры при сопоставимых капитальных затратах отличаются значительно большим расходом электрической энергии и дорогим техническим обслуживанием. Расчет потребности в энергоресурсах показал, что при эксплуатации чиллера расход электроэнергии составит около 29 тыс. кВт·ч/сут., для обеспечения работы АБХМ потребуется пар (3S) давлением 0,3 МПа и расход электроэнергии около 9 тыс.кВт·ч/сут. Наименьшее из рассматриваемых вариантов потребление электроэнергии у градирни - около 6 тыс. кВт·ч/сут.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 20-2016 "Промышленные системы охлаждения". – М.: Бюро НДТ, 2016. – 352 с.
2. Пособие по проектированию градирен (к СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения)/ ВНИИ ВОДГЕО Госстроя СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989 – 89 с.

УДК 697.343

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПРОМЫСЛА №2 В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

Э.У. Шарипова, Р.И. Гатауллин, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа

Газоконденсатный промысел №N является одним из крупнейших объектов Уренгойского газопромыслового управления, который был введен в эксплуатацию еще в 1978 году. В разные годы, промысел разрастался, вводились в эксплуатацию новые объекты: установки комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимные компрессорные станции сеноманской и валанжинской залежи газа

(ДКС и ДКС-В), пожарная часть, производственные и вспомогательные здания. Следовательно, возрастала нагрузка и на системы жизнеобеспечения. Возникший дефицит в тепловой энергии покрывался от завода по подготовке конденсата к транспорту, однако в 2007 году тепловую сеть отделили, предприятие вышло из состава Газпром добыча Уренгой.

В настоящее время действующая котельная работает на максимуме своих возможностей. На всех газоперекачивающих агрегатах (ГПА) установлены утилизаторы теплоты УТ-1...УТ-6. Режим работы ГПА: три в работе, три в резерве. Расход сетевой воды обеспечивается сетевыми насосами 1Д200-90 утилизационной насосной станции (УНС) ДКС с электродвигателями мощностью 90 кВт каждый, причем их работа осуществляется в параллельном режиме. Из-за гидравлической разрегулированности тепловой сети, насосы работали с избыточным расходом, что приводило к перегрузке электродвигателей по токовой величине. Поэтому, для уменьшения расхода сетевой воды, прикрывают задвижку на выходе насосной. Такой режим работы приводит к перерасходу электроэнергии на дросселирование и безвозвратной потере давления.

С другой стороны, уменьшение расхода сетевой воды привело к снижению теплосъема на работающих утилизаторах. Это происходит из-за отсутствия возможности регулирования затекания теплоносителей в работающие и неработающие утилизаторы. В существующей схеме весь объем перекачиваемой УНС сетевой воды делится на две равные части – половина поступает на три работающих ГПА, в утилизаторах которых происходит нагрев воды, а вторая половина – на три резервные, в которых вода, наоборот, охлаждается. При этом температура сетевой воды в тепловой сети, при расчетной температуре наружного воздуха $-46\text{ }^{\circ}\text{C}$, составляет не требуемые $105\text{ }^{\circ}\text{C}$, а только $85\text{ }^{\circ}\text{C}$. Принципиальная схема движения потоков показана на рисунке 1. Все здания и сооружения при низких температурах наружного воздуха работают в режиме дефицита тепловой мощности («недогрева» - пониженных температур воздуха в помещениях).

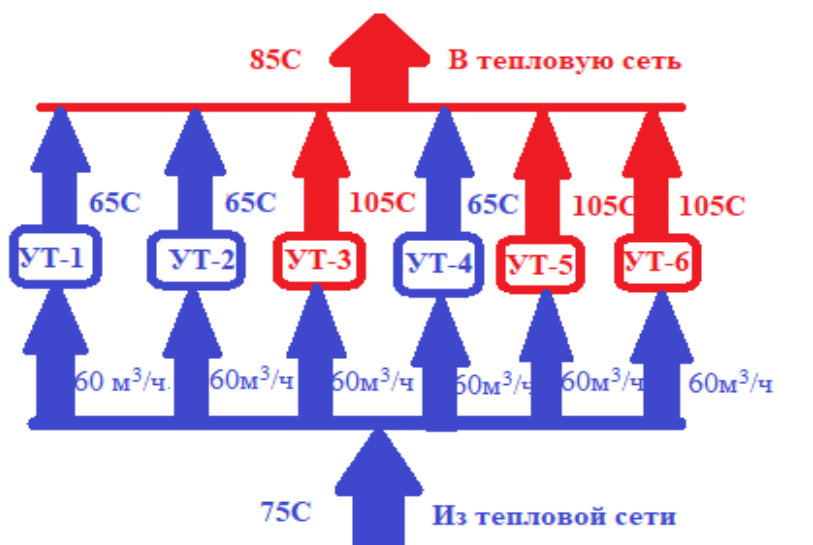


Рисунок 1 – Принципиальная схема существующих потоков

Для восполнения дефицита тепловой мощности, на предприятии запускают в работу резервный ГПА, работающий в холостом режиме по компримированию природного газа, но позволяющий задействовать в работу утилизатор теплоты, установленный в хвостовой части газотурбинной установки. Это приводит к перерасходу топливного газа, в среднем, на 110 тыс.м³ в сутки.

Для исключения неэффективных решений в работе системы теплоснабжения газового промысла, планируется проанализировать работу тепловой сети на предмет обеспечения балансировки потребителей тепловой энергии, оценить необходимость замены насосного агрегата или мощности электродвигателя насосного агрегата. Проработать вопрос использования регуляторов расхода сетевой воды на каждом котле-утилизаторе для обеспечения максимально возможного теплосъема с работающих агрегатов (исключить работу дополнительного ГПА для восполнения дефицита тепловой мощности при низких температурах наружного воздуха).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурдыгина Е.В., Сулейманов А.М., Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М. Особенности системы отопления объектов добычи газа// Трубопроводный транспорт - 2008. Материалы IV Международной учебно-научно-практической конференции. 2008. С. 230-231.
2. Хафизов Ф.М., Сулейманов А.М., Бурдыгина Е.В. Энергосбережение при реконструкции производственной котельной с паровыми котлами// Трубопроводный транспорт - 2011. Материалы IV Международной учебно-научно-практической конференции. 2011. С. 241-243.

3.

УДК 620.92

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВОК НА ГРС И ГРП

Б.А. Шарипов, И.Р. Байков, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа

Вопросы, связанные с энергосбережением и повышением энергетической эффективности, не теряют своей актуальности на протяжении уже многих лет. Это связано не только с возможностью снижения потребления топливно-энергетических ресурсов, но и внедрением на многих промышленных предприятиях системы энергоменеджмента.

Одним из основных способов повышения эффективности считается изыскание способов утилизации вторичных энергетических ресурсов. В газотранспортной системе – теплота уходящих газов на КС и избыточное давление природного газа при его подаче потребителю.

В работе рассматривается применение турбодетандерных агрегатов (ТДА) и способы повышения их эффективности. ТДА – турбинная лопаточная машина непрерывного действия для охлаждения газа путем его расширения с совершением внешней работы. Турбодетандер, работающий на перепадах давления, позволяет получать механическую и электрическую энергию, а также может производить холод.

На сегодняшний день основным вопросом, связанным с использованием ТДА на газораспределительных станциях (ГРС) и газорегуляторных пунктах

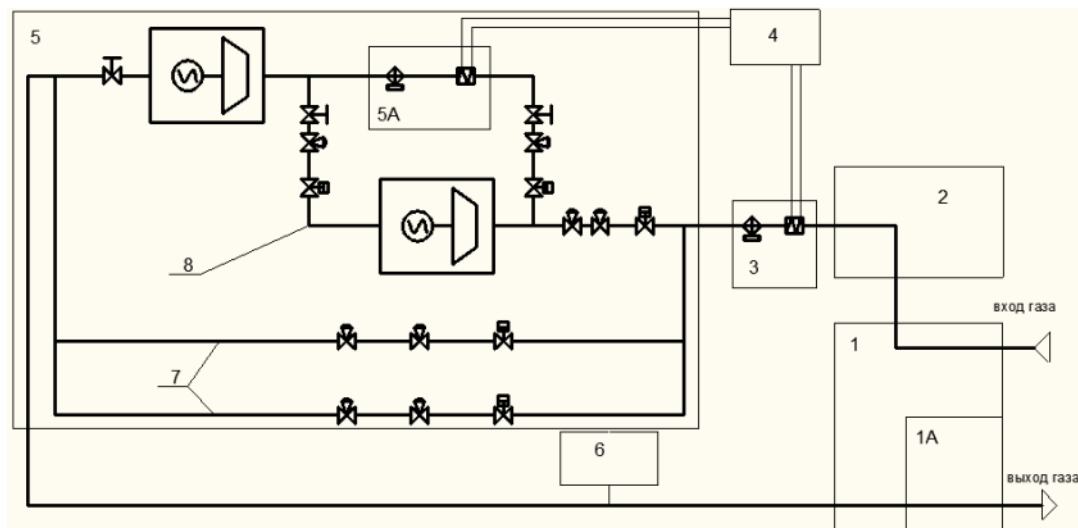
(ГРП), является поиск рациональных способов их применения при замене дроссельных устройств на ГРС и ГРП.

Природный газ, поступающий на ГРС, после дросселирования охлаждается, в основном до низких температур. Для предотвращения гидратообразования газ подогревают путем частичного сжигания поступающего газа, либо электроподогревом. Соответственно энергия тратится на восстановление его температуры после охлаждения в результате расширения. Компенсировать затраты данной энергии позволяет замена дроссельных клапанов на турбодетандер.

Подогрев газа повышает его внутреннюю энергию и, тем самым, мощность и КПД турбодетандера. Подогрев газа перед турбодетандером от 0 до 80 °С повышает мощность турбодетандера на 30–35 %. Мощность ТДА также зависит от расхода газа, его начальной температуры и перепада давлений.

При внедрении ТДА расход газа на ГРС возрастает. Поэтому рационально использовать ТДА на предприятиях с имеющимся мощным источником избыточной теплоты, например, газотурбинный двигатель или другая тепловая машина. Подогрев газа перед турбоустановкой может осуществляться с помощью теплонасосной установки (ТНУ).

Чтобы повысить эффективность ТДА без применения подогрева газа до высоких температур, можно применить схему из двухступенчатого расширения с промежуточным подогревом. Подогрев газа между турбодетандерами будет осуществляться в теплообменнике за счет охлаждения редуцируемого газа (рисунок 1).



1 – узел переключений; 2 – узел очистки; 3 – узел подогрева газа; 4 – узел подготовки газа от компрессора; 5 – узел редуцирования; 6 – узел сбора конденсата; 1А – узел одоризации; 5А – узел промежуточного подогрева газа; 7 – редуцирующие линии; 8 – редуцирующая линия с турбодетандерной генераторной установкой

Рисунок 1 – Принципиальная схема узла редуцирования с турбодетандерной установкой

Таким образом, эффективность ТДА и количество выработанной энергии зависит от многих факторов, влияние которых и будет рассматриваться в дальнейших исследованиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков И.Р., Молчанова Р.А., Гатауллина А.Р. Энерготехнологический комплекс на базе детандер-генераторных агрегатов на компрессорных станциях / Территория Нефтегаз, 2015. - №6. – С. 114-118.
2. Архаров А.М. Криогенные системы. Том 1. Основы теории и расчета/ Архаров А.М., Марфенина И.В., Микулин Е.И. – М.: Машиностроение, 1999. — 720 с.
3. Быков А.В. Проектирование холодильных сооружений. Справочник/ Под общ. ред. к.т.н., А. В. Быкова. - М.: Пищевая промышленность, 1978. - 256 с.
4. Зацепин С.С. Применение турбодетандерных установок на газораспределительных станциях/ Зацепин С.С., Купцов С.М. – Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016;(12):50-53.

УДК 656.56

АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА. РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

*А.А. Шарипов, С.В. Ларионов,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва*

Под надежностью подсистемы газораспределения понимается свойство, заключающееся в своевременной поставке необходимого количества газа потребителю с соблюдением всех требуемых технологических параметров в течение установленного периода времени [1]. Несмотря на достаточно большой объем выполняемых работ по поддержанию уровня надежности пунктов редуцирования газа (ПРГ), полностью исключить нештатные ситуации на данный момент не удастся. Подобного рода отказы связаны с многомиллионными потерями газораспределительных организаций. Но стоит обратить внимание на то, что помимо финансовой стороны отказа, существует и социальная, которая в свою очередь является более серьезной и не восполняемой. В таблице представлены результаты анализа статистических данных по отказам оборудования ПРГ за период с 2017 года по 2019 год в газораспределительной организации, количество потребителей которой составляет порядка 7,3 млн. человек.

Таблица 1. Количество отказов оборудования ПРГ

Год	Количество отказов по типам оборудования ПРГ, шт.				Кол-во отказов за год, шт.
	Предохранительно-запорное устройство (ПЗК)	Предохранительно-сбросное устройство (ПСК)	Фильтр	Регулятор давления	
2017	2	2	2	42	48
2018	6	0	0	38	44
2019	2	1	0	35	38

По таблице видно, что наибольший удельный вес приходится на отказы регуляторов давления газа, следовательно, узел редуцирования в ПРГ является «тонким» элементом, который требует более тщательного изучения. На Рисунок

ке 1 представлены результаты обработки данных за три года по отказам регуляторов давления газа с классификацией по типам отказов и моделям регуляторов.

В рамках первого приближения по определению показателей надежности ПРГ возможно рассчитать показатель безотказности регулятора давления газа, а именно интенсивность отказов. Данный параметр определяется как отношение числа объектов, отказавших в единицу времени, к среднему числу объектов, исправно работавших на рассматриваемом промежутке времени, рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{\Delta n(t, \Delta t)}{N(t) \Delta t}, \quad (1)$$

где $N(t)$ – число объектов, исправных к моменту времени t , штук; $n(t)$ – число объектов, отказавших к моменту времени t , штук; $\Delta n(t, \Delta t)$ – число объектов, отказавших именно в интервале времени $[t, t + \Delta t]$, штук.

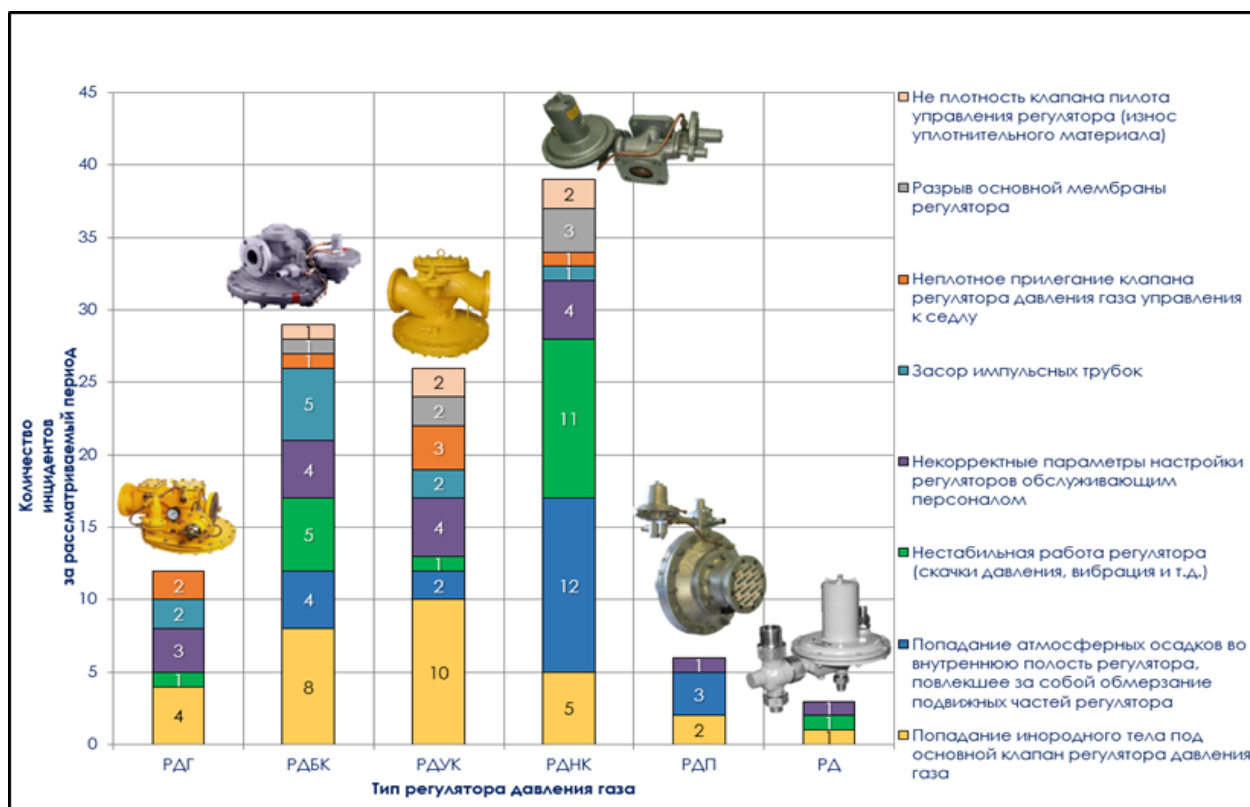


Рисунок 1 - Данные по отказам с учетом модели регулятора давления газа

Далее проводятся расчеты по определению интенсивности отказов для регуляторов давления газа для периода, который рассматривался при анализе причин отказов. Таким образом можно сделать вывод о том, для регуляторов типа РДУК присутствует необходимость в изменении периодичности проведения технического осмотра и обслуживания, так как именно у этого типа регулятора давления газа достаточно высокое значение интенсивности отказов (0,0053 1/год) по сравнению с аналогичным оборудованием ПРГ (значение интенсивности отказов для модели регулятора РДП составляет 0,0009 1/год). В дальнейшем возможно определение других показателей надежности системы в целом,

таких как коэффициент оперативной готовности и т.д., с целью улучшения качества технического обслуживания и мониторинга состояния оборудования сетей газораспределения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Фастов Л.М. Надежность систем газоснабжения: монография / Л.М. Фастов. – Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2012. –148 с.

УДК 622.692.4.053

СНИЖЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА ПЕРЕКАЧКУ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

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

Потребление электрической энергии занимает наибольшую долю в структуре потребления энергетических ресурсов в системе нефтепроводного транспорта. В связи с чем особую важность и актуальность имеет вопрос организации энергоэффективной эксплуатации технологических участков магистральных нефтепроводов (ТУ МН).

В работе предлагается стратегия снижения энергетических, а параллельно экономических затрат, расходуемых на обеспечение функционирования насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций (НА НПС) при транспортировке нефти по магистральному трубопроводу. Преимущество предлагаемой стратегии заключается в том, что она производит комплексный учет потребляемой насосными агрегатами электрической энергии, а именно учитывает все составляющие электроэнергетических затрат – непосредственно саму потребленную электроэнергию, а также сетевую и покупную мощность.

Данная стратегия реализуется в разработанном оптимизационном алгоритме расчета режимов работы ТУ МН: предлагается двухэтапный алгоритм оптимизации работы участка нефтепровода, учитывающий все особенности расчета совокупных (полных) электрических затрат в условиях двухставочного тарифа на мощность. А именно, реализацией второго этапа предлагаемого алгоритма учитывается тот факт, что затраты именно на сетевую мощность составляют наибольшую долю в структуре энергетической составляющей денежных затрат нефтепроводного предприятия.

Результатом выполнения предлагаемых расчетов является подбор оптимального способа эксплуатации ТУ МН за счет варьирования сочетаний работающих и неработающих насосов. Оптимальность выбранного графика эксплуатации ТУ МН характеризуется минимальными электроэнергетическими и денежными затратами на перекачку нефти. Кроме того, разработана модификация основного оптимизационного алгоритма для случая перекачки нефти по ТУ МН с использованием снижающей гидравлическое сопротивление

трубопровода противотурбулентной присадки (ПТП) с целью дополнительного снижения полного энергопотребления НА НПС.

В рамках данной работы были проведены расчеты по формированию оптимального графика эксплуатации модельного ТУ МН с наружным диаметром 1067 мм, состоящего из трех перегонов с головной и двумя промежуточными НПС, оснащенными тремя насосами марки НМ 10000-210 на подачу 7000 м³/ч каждая. Оптимизационные расчеты проведены как для режимов перекачки без применения ПТП, так и для режимов работы ТУ МН с использованием ПТП. Исходными данными для проведения оптимизационных расчетов стали заранее сформированные карты технологических режимов работы рассматриваемого ТУ МН для всех вариантов эксплуатации, характеризующихся различными заданными планами поставок, определенным количеством работающих насосов, а также применением или же не применением ПТП. Проведение гидравлических расчетов режимов перекачки нефти было автоматизировано за счет разработки на базе системы программирования Delphi 7 компьютерной программы «Расчет режимов работы ТУ МН» с целью упрощения процесса формирования карт режимов, а также сокращения затрачиваемого времени.

По итогам проведенных гидравлических и оптимизационных расчетов были получены следующие результаты для двух групп случаев.

Группа случаев №1 – при перекачке нефти ПТП не применяется. В рамках данной группы рассчитаны пять случаев с различной величиной плана поставок нефти. В частности, при плане со средним расходом, равном 6520 м³/ч, экономия денежных средств за счет учета доли сетевой мощности в структуре затрат составила 8,064 млн. руб. в месяц (достигнуто снижение сетевой мощности на 3,596 МВт), при плане 6120 м³/ч – 7,962 млн. руб. в месяц (снижение сетевой мощности на 3,618 МВт). Такие результаты были получены за счет отказа от эксплуатации режимов с максимальным количеством работающих насосов в периоды с высоким тарифом на оплату электрической энергии и значительного снижения, таким образом, величины и стоимости сетевой мощности.

Группа случаев №2 – при перекачке нефти применяется ПТП FLO XL («Baker Petrolite»). Рассчитаны пять случаев при неизменном плане поставки нефти, равном 7200 м³/ч, с различной величиной концентрации вводимой ПТП на одном перегоне от 0 до 20 ppm с шагом 5 ppm. В результате оптимизационных расчетов, проведенных по предлагаемому алгоритму, определен оптимальный график эксплуатации рассматриваемого ТУ МН, характеризующийся минимальной величиной электроэнергетических и денежных затрат на перекачку нефти, опять же за счет существенного снижения величины и стоимости сетевой мощности. Полученный оптимальный способ эксплуатации ТУ МН соответствует случаю перекачки с концентрацией вводимой пересадки равной 10 ppm. А снижение денежных затрат в сравнении со случаем осуществления аналогичной перекачки без применения ПТП

составляет 14,018 млн. руб. в месяц при снижении месячной величины сетевой мощности на 7, 013 МВт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Голунов Н.Н. Выбор оптимального режима эксплуатации технологического участка нефтепровода с применением карт режимов работы / Н.Н. Голунов, М.В. Лурье // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2018. – №12. – с. 20-24.
2. Голунов Н.Н., Дидковская А.С., Лурье М.В. Итерационный алгоритм гидравлического расчета взаимосвязанных участков нефтепровода при использовании противотурбулентных добавок//Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. – №4. – с. 74-83.

СЕКЦИЯ
«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»

МЕТОДЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ДЛЯ РАСЧЕТА И ПОДБОРА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Р.А. Мухаметдинов, З.Р. Мухаметзянов, УГНТУ, г. Уфа

В современном мире каждое предприятие стремится увеличить эффективность своего производства путем усовершенствования автоматизации не только производственного процесса, но и процессов расчета и подбора технологического оборудования, особенно это актуально для предприятия нефтеперерабатывающего комплекса. Одним из таких усовершенствований является модернизация программных продуктов для расчета и подбора насосного оборудования, являющегося одним из основных видов динамического оборудования, применяемого при переработке углеводородного сырья.

Насосное оборудование используется для перекачивания нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов. Наибольшее количество среди этого типа оборудования занимают нефтяные центробежные насосы

Подбор необходимого насоса осуществляется после гидравлического расчета трубопроводов обвязки и построения его характеристики.

На сегодняшний день основными программными продуктами, применяемыми для подбора насосного оборудования, являются:

Программа №1 – зарубежный продукт от фирмы DP Pumps (Нидерланды) [1].

Программа №2 – отечественная программа «ГидроМодель» [2].

Программа №3 – отечественная программа НПФ "Водные технологии".

Недостатками первой программы является ограниченный выбор насосных установок, невозможность рассчитать жидкости, вязкость которой отличается от вязкости воды. Также данная программа не учитывает при расчете трубопровод, по которому перекачивается жидкость, и программа обладает небольшим потенциалом для ее усовершенствования.

Программы «ГидроМодель» используется для расчета гидравлических сетей. Основной задачей программы является подбор напоров в узлах для выполнения баланса входящих и исходящих потоков. Определение конкретной зависимости потери напора от потока определяется в конкретном модуле.

Основными недостатками второй программы являются: отсутствие возможности выполнять гидравлический расчет всего трубопровода, а также последующего выбора насоса. При этом учитывается только определенный узел гидравлического расчета.

Третья программа позволяет рассчитать гидравлические потери напора на единицу длины трубопровода (гидравлический уклон). Вводными данными являются: расчетных расход Q (л/с), наружный диаметр трубы D_n (мм), толщина стенки трубы S (мм). Также можно ввести полную длину трубопровода и коэффициент, учитывающий потери напора на местные сопротивления [3]. Расчет выполняется для разных типов трубопроводов: от стальных до стеклянных и пластмассовых.

Из всех перечисленных продуктов третья программа имеет больший потенциал для усовершенствования. Возможно добавление функции выбора плотности жидкости, перекачиваемой центробежным насосом, также изменение интерфейса программы и введение дополнительной базы для автоматической выборки.

С учетом планируемых мероприятий по модернизации третьей программы прогнозируется создание нового программного продукта, который будет модифицирован большим функционалом и удобством при использовании. Будет использован код программирования С#, так как он является наиболее удобной и приспособленной для данных программ.

Таким образом, одним из направлений по повышению качества расчета насосного оборудования, уменьшению трудозатрат при проектировании и подборе динамического оборудования является модернизация традиционных программных продуктов, обладающих наибольшим потенциалом для их совершенствования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Программа по выбору насосов DP Pumps «Pump & Boosters Selection Program». [Электронный ресурс]: http://www.agrovodcom.ru/prog_dp_pumps.php (дата обращения 06.11.2020).
- 2 Программа «Гидро модель» для расчета гидравлической сети. [Электронный ресурс]: http://www.agrovodcom.ru/prog_gidromodel.php (дата обращения 06.11.2020).
- 3 Программа «Гидравлический расчет трубопроводов». [Электронный ресурс]: http://www.agrovodcom.ru/prog_gradient.php (дата обращения 06.11.2020).

УДК 62-621.2

РАБОТА ЭЖЕКТОРА ГАЗА В ОДОРИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ

*Н.Х. Хакимова, И.М. Камалетдинов, А.Р. Галикеев,
ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа*

Газораспределительная станция является не только технологическим объектом, но и границей балансовой принадлежности между транспортирующими организациями ПАО «Газпром» и Группой компаний «Газпром газораспределение». Вследствие этого к учету газа на ГРС предъявляются высокие требования.

На газораспределительных станциях ПАО «Газпром» расход газа на собственнотехнические нужды включает затраты на: работу подогревателей редуцируемого газа, заправку метанольных и одоризационных установок, ревизию и замену средств измерений расхода газа, ремонт и реконструкцию ГРС, проведение химического анализа, освидетельствование сосудов, работающих под давлением, выработку тепловой энергии для обогрева зданий ГРС и домов операторов. Но в последние годы при модернизации систем одоризации газа на ГРС были внедрены эжекторные установки, что привело к появлению новой, неучтенной нормативными документами, статьи расхода газа - перетока газа между вышеупомянутыми организациями через эжектор системы одоризации.

Задачей данной работы являлась разработка методики определения данного неучтенного объема газа.

При работе эжектора газа природный газ перепускается со входа на выход. Для определения расхода газа G_1 необходимо рассчитать сечение сопла эжектора газа (рисунок 1). Для упрощения расчета не учитываются потери на трение, поток газа имеет одинаковый состав (неизменный в процессе движения), эжектор работает в режиме запираания. Компонентный состав природного газа берется из данных потокового хроматографа.

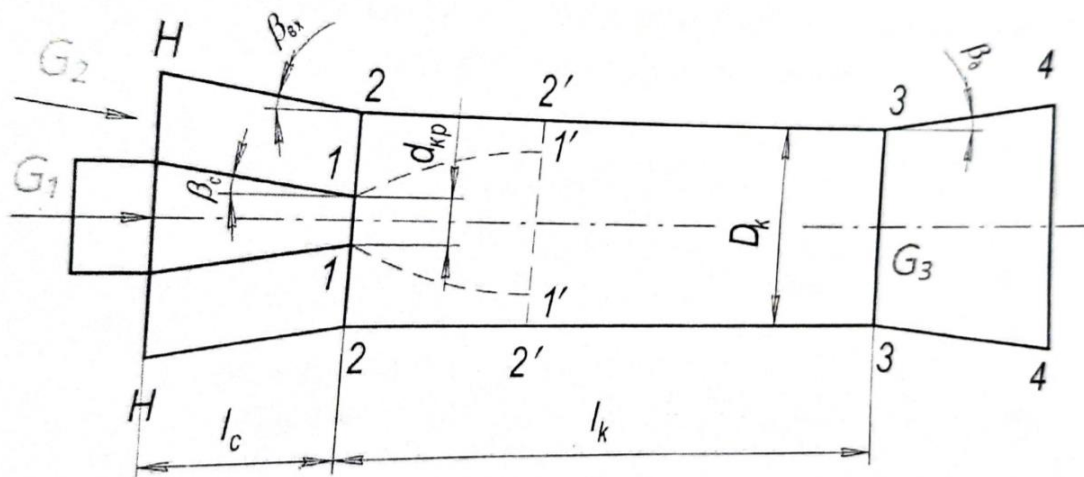


Рисунок 1 – Сечение эжектора газа

Для определения сечения сопла эжектора применяется первый закон термодинамики для газа, проходящего через сужение:

$$F = \frac{G_1}{m \cdot q \cdot \frac{P_1}{\sqrt{T_1}}}, \text{ м}^2. \quad (1)$$

Для определения расхода газа за определенный промежуток времени в зависимости от давления на входе в эжектор и компонентного состава также применяется первый закон термодинамики для газа, проходящего через сужение:

$$V = \frac{Q_{\text{ном}} \cdot P_{\text{вх}} \cdot P_0 \cdot \sqrt{T_c}}{60 \cdot P_{\text{ном}} \cdot P \cdot \sqrt{T_{\text{вх}}}} \cdot \Delta t_{\text{раб}}, \text{ м}^3. \quad (2)$$

Из формулы 2 выделяем постоянную для каждого типа эжектора газа:

$$\mathcal{E}_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ном}} \cdot P_0 \cdot \sqrt{T_c}}{60 \cdot P_{\text{ном}}}. \quad (3)$$

Полученные постоянные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Постоянный коэффициент эжектора газа

Тип эжектора	АГС475	ЭГ 2-900	ЭО 2-900
Постоянная эжектора газа	23,3044	59,9257	59,9257

Таким образом, расход газа за определенный промежуток времени в зависимости от давления на входе в эжектор и компонентного состава рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot P_{\text{вх}}}{\rho \cdot \sqrt{T_{\text{вх}}}} \cdot \Delta t_{\text{раб}}, \text{ м}^3.$$

Пример расчета

Для типа эжектора газа ЭО2-900, со степенью сжатия 18, отношением давления 2,7, номинальным расходом газа 900 м³/ч, давление газа перед эжектором 2,8 МПа, температура газа на входе в эжектор газа 5°C, плотность газа 0,6892, время работы эжектора – 60 минут.

Таким образом, объем расхода газа составит 878,86 м³.

Внедрение данной методики расчета в нормативные документы позволит обеспечить уточненный учет газа при проведении взаимных расчетов между транспортирующими организациями ПАО «Газпром» и Группой компаний «Газпром газораспределение».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Расчет газового эжектора СаАИ им. С.П. Королева; г. Самара, 1992 г.
- 2 СТО Газпром 3.3-2-044-2016 «Методика нормирования расхода природного газа на собственные технологические нужды и технологические потери магистрального транспорта газа»

УДК 62-621.2

СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛА СБОРА КОНДЕНСАТА СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

М.Н. Васильев, А.Р. Галикеев, ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа,

Природный газ является наиболее экологичным источником энергии по сравнению с углем и жидкими углеводородами, что в свою очередь приводит к увеличению сфер его применения, объемов добычи и транспортировки природного газа. Основным элемент природного газа — это метан (CH₄) от 70 до 98%. Метан — парниковый газ, уменьшение его выбросов в атмосферу является актуальной задачей.

При транспортировке газа образуется конденсат, который улавливается в узлах сбора и требует периодического удаления из мест временного накопления. В емкостях сбора конденсата присутствует природный газ, который перед обслуживанием стравливают в атмосферу, а это потери товарного газа и дополнительные затраты на оплату негативного воздействия на окружающую среду в следствии эмиссии природного газа в атмосферу.

Задачей данной работы являлась разработка способа уменьшения выбросов природного газа в атмосферу при обслуживании емкостей сбора конденсата, уменьшение платы за негативное воздействие на окружающую среду.

Узел сбора конденсата состоит из двух взаимосвязанных между собой подземных емкостей, соединенных при помощи трубопроводов высокого и низкого давления, а также трубопроводной арматуры.

На рис.1. представлен узел сбора конденсата системы очистки технологического газа компрессорной станции, работает следующим образом, по трубопроводу 11 высокого давления в подземную емкость 1 сбора конденсата поступает газожидкостная смесь I с дренажа блока пылеуловителей. В эту же емкость 1 подведен газопровод 10 высокого давления. Газопровод 10 высокого давления служит для уравнивания давления с высокой стороной компрессорной станции и для сбалансированной по значению давления подачи конденсата II по трубопроводу 12 высокого давления во вторую подземную емкость 2 сбора конденсата. В эту же емкость 2 направляют газожидкостную смесь III, поступающую из сепараторов высокого и низкого давления по трубопроводу 14 высокого давления. Конденсат IV из емкости 2 по трубопроводу 16 низкого давления отправляют на утилизацию. При закрытом свечном шаровом кране 4 из продувочного газопровода 13 по газопроводу-отводу 17 высокого давления с шаровым краном 20, обратным клапаном 21 и краном-регулятором 22, настроенным на давление газа 5,4 МПа, осуществляют подачу газа V высокого давления из емкости 1 во входной газопровод 18 блока 19 топливного и пускового газа. При закрытом свечном шаровом кране 5 из продувочного газопровода 15 по газопроводу-отводу 23 низкого давления с шаровым краном 26, обратным клапаном 27 и краном-регулятором 28, настроенным на давление газа 0,0785 МПа, осуществляют подачу газа VI низкого давления из емкости 2 во входной газопровод 24 блока 25 горелок подогревателя газа. При закрытом свечном шаровом кране 5 и закрытом кране-регуляторе 28 по отводу 29 с краном-регулятором 32, настроенным на давление газа 0,02 МПа, осуществляют подачу газа низкого давления VII из емкости 2 во входной газопровод 30 блока 31 горелок водогрейных котлов резервной котельной.

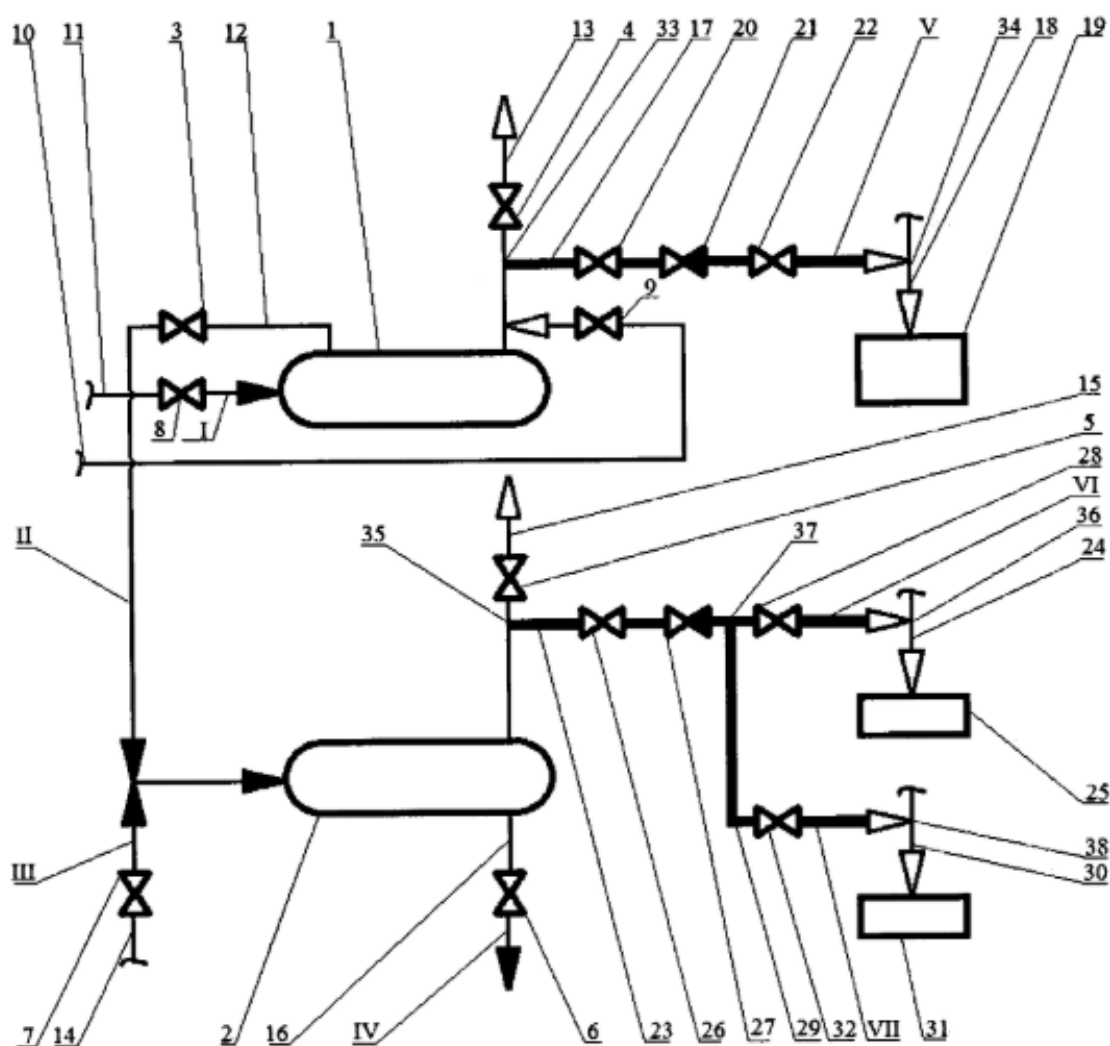


Рис.1. Узел сбора конденсата системы очистки технологического газа компрессорной станции.

Данный способ позволил минимизировать выбросы природного газа при обслуживании узла сбора конденсата системы очистки технологического газа компрессорной станции. Достигнут положительный экономический эффект за счет использования газа на собственные нужды и уменьшения платы за негативное воздействие на окружающую среду. Внедрение не требует крупных финансовых затрат и уменьшает влияние на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1 Пат. 2683200 Российская Федерация, МПК F04D 25/00, F25J 3/08, B65G 5/00. Узел сбора конденсата системы очистки технологического газа компрессорной станции / Галикеев А.Р., Байков И.Р., Исламов И.М., Китаев С.В., Смородова О.В.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»; заяв. 2018117086; опубл. 26.03.2019, Бюл № 9 – 9 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХВИНТОВЫХ НАСОСОВ

*Н. К. Украдыженко, В. А. Швечков, В. В. Южанин
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва*

Ключевые слова. Двухвинтовой насос, моделирование, вязкая нефть, транспорт нефти, трубопроводный транспорт

Введение. Для транспортировки высоковязких нефтей (>500 сСт) с последующим компаундированием в узле смешения нефти применены технические решения по оснащению головной нефтеперекачивающей станции двухвинтовыми насосными агрегатами. Актуальность темы исследования обусловлена отсутствием в используемом в эксплуатирующих организациях программном обеспечении для расчета и планирования технологических режимов, позволяющие адекватно моделировать нестационарные процессы при использовании двухвинтовых насосных агрегатов. В работе предложены аналитические и эмпирические зависимости, адаптированные для последующего компьютерного моделирования нестационарных процессов транспортировки высоковязкой нефти с использованием двухвинтовых насосных агрегатов.

Цель. Разработать математическую модель двухвинтового насосного агрегата для математического описания аналитических и эмпирических зависимостей между техническими и эксплуатационными характеристиками насосного агрегата с учетом реологических свойств перекачиваемой нефти.

Материалы и методы. В работе использованы данные, полученные при исследовании фактических режимов работы двухвинтовых насосов в других областях промышленности. При моделировании эксплуатационного режима также были использованы методики моделирования центробежных насосов в аналогичных технологических схемах в смежных областях нефтяной промышленности.

Результаты исследования. Получена теоретическая функция зависимости давления потока на выходе от подачи (гидравлическая характеристика) насоса:

$$\Delta p = \frac{\rho}{B^2} (An(\tau) - Q)^2. \quad (1)$$

В работе также определены в качестве функций подачи следующие величины: полезная мощность насоса, коэффициент полезного действия. Разработаны уравнения для пересчета этих характеристик на другие значения показателей (плотность и кинематическая вязкость) перекачиваемой нефти.

Заключение. Разработана математическая модель двухвинтового насосного агрегата. Данная модель будет использована для компьютерного моделирования нестационарных процессов транспортировки нефти. Следующим этапом научного исследования является апробация и адаптация разработанной математической модели к фактическим условиям на основе экспериментальных

данных, полученных с нефтеперекачивающей станции, оснащенной двухвинтовыми насосными агрегатами.

УДК 622.691.4

О ПРИЧИННЫХ ФАКТОРАХ ВИБРАЦИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГПА В РЕЖИМЕ СТАЦИОННОГО «КОЛЬЦА»

Ф.Р. Хаматнуров, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа

Одним из параметров, регистрируемых сменным персоналом компрессорного цеха (КЦ), является величина вибрационных колебаний турбокомпрессорной группы газоперекачивающего агрегата (ГПА). В качестве характеристической составляющей принимается значение виброскорости отдельных узлов установки: опорно-упорных, опорных и упорных вкладышей подшипников осевого компрессора, силовой турбины и центробежного компрессора-нагнетателя (ЦБК). Стоит отметить, что вышеуказанная величина относится к разряду значительных, что требует мониторинга его предельной и аварийной уставок. Так, для ГПА типа ГТК-10 пределы виброскорости установлены на уровне 4,5, 7,5 и 11,5 мм/с в зависимости от узла агрегата. Исходя из указанного, очевидно, что параметры эксплуатации работы ГПА не должны приводить к выходу значений виброскорости за границы установленных отметок. Это, в свою очередь, требует как анализа возможных влияющих причин, так и обобщения таковых с целью проведения предупреждающих мероприятий.

Опыт эксплуатации компрессорных цехов, оснащенных длительно эксплуатируемыми газотурбинными комплексами ГТК-10, свидетельствует о специфической картине поведения численных значений виброскорости в зависимости от компонентного узла ГПА [1]. С учетом этого, анализируя данные о наработках в ретроспективе, можно выделить следующий ряд ранжирования данного параметра по средним показателям:

- колебания на уровне вкладышей подшипников нагнетателя в пределах от 2,0 до 2,7 мм/с;
- колебания на уровне вкладышей подшипников осевого компрессора и силовой турбины в пределах до 1,0 мм/с.

Вышеприведенное характерно для установившейся работы ГПА. Однако, в практике эксплуатации агрегатов этого класса возможны ситуации, когда параметр виброскорости указанных элементов принимает значения, больше предельных уставок. Как следствие этого – срабатывание предупредительной сигнализации системы защиты ГПА по параметру «виброскорость».

В результате изучения данного вопроса установлено следующее: рассматриваемые случаи характерны для этапов пуска и останова второго смежного по счету ГПА для случаев работы группы агрегатов в условиях перепуска продукта на стационарное «кольцо», что характерно для неполнонапорных ЦБК. При этом наибольшее абсолютное значение параметра характерно для подшипниковых узлов центробежного нагнетателя. К тому же, при прочих равных условиях уровень колебаний в горизонтальной плоскости превышает уровень

колебаний в вертикальной плоскости. Одна из причин рассматриваемого явления кроется с следующим. Скомпримированный на выходе группы ГПА продукт, участвующий в циклическом движении, проявляет «эффект» аккумуляции потенциальной энергии ввиду отсутствия существенных потерь давления по длине трассы. Возникаемое в форме локальных завихрений продукта на поворотных и концевых элементах станционного «кольца» газодинамического воздействие способствует силовым подвижкам как компенсаторных участков, так и коллектора непосредственно в зоне нагнетателей. Дополнительный вклад в возникновение колебательных движений контурной обвязки, передающихся на элементы ЦБК, оказывает фактор изменения общей жесткости конструкции. Установлено, что причинами подобного выступают:

- эрозионный износ в совокупности со старением металла стенок трубопроводов, приводящих к охрупчиванию материала и уменьшению его деформационных возможностей;
- снижение эксплуатационных показателей компенсаторных участков в части продольно-поперечных подвижек;
- изменение вязкопластических характеристик грунта засыпки подземных участков станционного коллектора с образованием локальных пустот, что приводит к снижению его деформационных возможностей в части гашения колебательных явлений.

Решение вышеуказанных причин в условиях длительно эксплуатируемых газоперекачивающих агрегатов лежит в комплексном анализе каждого конкретного случая с принятием мероприятий по выборочному устранению наиболее значимых факторов. Стоит отметить следующее:

- улучшение деформационных параметров трубной обвязки, связанное с заменой изношенных и подверженных охрупчиванию участков, требует проведения огневых работ в условиях действующего КЦ;
- повышение компенсирующей способности грунта также связано с проведением земляных работ по замене минерального грунта засыпки с его уплотнением.

В качестве временной меры снижения вибрационной активности в условиях пуска и останова неполнонапорных ЦБК возможно следующее: оптимизационная расстановка группы путем предотвращения совместного функционирования двух смежных ГПА, что скажется на снижении влияния газодинамического фактора в развитии колебательной картины узлов агрегатов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 В.К. Юн, А.С. Рейдер. Технические решения по центробежным компрессорам производства АО «РЭП Холдинг» для ПАО «Газпром» // СФЕРА. НЕФТЬ И ГАЗ. 2016. №6 (56). URL: http://www.s-ng.ru/pdf/main_1975.pdf (дата обращения: 10.10.2020).

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕГО КОЛЕСА НАСОСА МЕТОДОМ МОРФОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

А.А.Банникова, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа

Рабочее колесо центробежного насоса предназначено для передачи энергии от вращающегося вала к жидкости с наименьшими гидравлическими потерями и наибольшей энергетической эффективностью.

Оптимизация параметров рабочих колес актуальна, так как перекачка нефти требует значительных энергозатрат, а улучшение гидравлических параметров рабочего колеса, в том числе увеличение его КПД, позволит увеличить его энергоэффективность. При этом работами многих исследователей доказано, что рабочее колесо, как основной орган, характеризующий динамику центробежного насоса, во многом определяет его антикавитационные качества и оказывает влияние на экономичность насоса [1,2].

Решение этой задачи основывается на определении силового воздействия лопаток рабочего колеса на поток перекачиваемой жидкости. Рабочее колесо при этом закреплено на валу, который приводится в движение двигателем.

Для обеспечения наименьших гидравлических потерь необходимо обеспечить:

- выбор профиля лопаток, угла поворота, угла атаки, обеспечивающих наилучшие гидравлические характеристики насоса;
- подобрать оптимальные с гидродинамической точки зрения характеристики колеса: диаметр, ширину.
- уменьшить шероховатость лопаток с помощью специальных покрытий или на этапе изготовления, путем специальной обработки металла.

Также при подборе оптимальных параметров необходимо учитывать физические свойства перекачиваемого продукта, такие как вязкость, температура, и другие, так как влияние этих параметров на гидравлическую характеристику также существенно.

Одним из методов решения задач по подбору оптимальной конструкции рабочего колеса может являться ее морфологический анализ.

Такие параметры, как ширина и диаметр колеса, толщина лопаток, угол установки лопастей на входе и выходе из рабочего колеса, число лопастей, осевой зазор между рабочим колесом и стенками корпуса определяются расчетом в зависимости от физических свойств перекачиваемой жидкости, требуемой подачи, расхода и частоты вращения.

По результатам морфологического анализа показано, что оптимальным решением задачи для перекачки невысоковязкой нефти является рабочее колесо с двусторонним подводом жидкости, закрытого типа, с предварительной закруткой потока, с лопатками, отогнутыми назад (угол $\beta_2 = 20 \dots 40^\circ$), в количестве 6–8 штук. Угол атаки лопаток в пределах $8 \dots 15^\circ$. Лопатки должны быть гладкими, с шероховатостью до 1 мм. Вариант профилирования рабочего колеса – по точкам, колесо из стали.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Карелин В.Я. Кавитационные явления в центробежных и осевых насосах - М.: Машиностроение, - 1975 - С.119-125.
- 2 Кретинин А.В. Расчетный сравнительный анализ вариантов профилирования рабочего колеса центробежного насоса / А.В. Кретинин, А.В. Иванов, Д.Н. Галдин // Вестник воронежского государственного технического университета. – 2016. – №4. – С.26-31.

УДК 622.692.4.07:624.139

О НЕОБХОДИМОСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ В МЕРЗЛОТЕ

Н.А. Гаррис, З.Р. Глухова, УГНТУ, г. Уфа

Активное освоение нефтегазоносных провинций Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири на территориях, сложенных многолетнемерзлыми грунтами, привело к развитию криогенных процессов вдоль трасс трубопроводов вследствие техногенного воздействия на мерзлоту.

По причине разрушения криоструктуры мерзлого массива грунта при строительстве и по причине теплового воздействия трубопровода на окружающую среду при последующей его эксплуатации, происходят необратимые явления, выводящие трубопровод в состояние, не соответствующее проектным параметрам. Нарушение естественного термодинамического равновесия системы трубопровод-грунт приводит к катастрофическим последствиям вследствие активизации процессов протаивания и последующего смерзания грунтов.

1. При расчистке полосы отчуждения и уничтожении мохово-растительного покрова происходит нарушение естественного теплообмена на поверхности Земли, нулевой теплооборот на поверхности, сложившийся за многовековое существование мерзлоты, становится положительным.

2. С активизацией теплообмена на технологически нарушенной поверхности Земли увеличиваются и глубина сезонного протаивания грунта, и глубина сезонного промерзания, что отражается самым непосредственным образом на состоянии трубопровода:

- после удаления мохово-растительного покрова глубина сезонного оттаивания увеличивается более чем на 50-70%;

- в результате снятия снежного покрова толщиной 0,5 м сезонное промерзание грунтов увеличивается более чем в 2 раза.

3. Тепловое воздействие трубопровода на мерзлоту зависит от температуры перекачки и определяет причинно-следственную связь с потерей устойчивости, которая возникает при растеплении грунта. При обратном смерзании грунта трубопровод заземляется, велика опасность порыва трубопровода при появлении обледенения, морозобойных процессов, нарастании бугров пучения и т.д.

Так, в результате прокладки трубопровода нарушается экологическая обстановка вдоль трассы. Даже если ситуация не осложняется порывом трубопровода и разливом нефти, то происходят необратимые изменения как в грунте, так и в трубопроводе:

1. Расчищенная полоса отчуждения (шириной в 20 – 32 м), не выполняет своей защитной роли, т.к. глубина протаивания в ее пределах увеличивается до 4,5...6,5 м за 25 лет.

2. Прогрессирует заболачивание территорий, так как вследствие ежегодного протаивания грунта, обводнения, углубления и расширения траншеи нет условий для восстановления деятельного слоя. Уничтожение кустарников усугубляет этот процесс.

3. На пересеченной местности, на склонах, происходит размыв подземных трубопроводов малыми и временными водотоками, что приводит к изменению теплоотдачи трубопровода со всеми вытекающими последствиями, нарушению положения оси трубопровода и созданию критической ситуации.

Для обеспечения устойчивости и долговечности возводимых сооружений на мерзлоте необходимо на этапе проектирования нефтепровода предусмотреть возможность управления теплообменом трубопровода с целью максимального сохранения криоструктуры грунта.

Наши исследования показали, что посредством технологического регулирования теплообмена трубопровода можно обеспечить работоспособность трубопровода при одновременном соблюдении требований сохранности экологической среды [1 - 6].

В соответствии с III принципом использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопровод необходимо прокладывать, не вскрывая массив грунта и не нарушая его структуры.

Полученные решения [2, 3, 4] экспериментально обоснованы [5, 6] и позволяют выполнять необходимые расчеты для:

- подземного способа прокладки с различной степенью заглубления;
- наземного способа прокладки в насыпи.

Алгоритм расчета [3, 4] достаточно прост, а экспериментальное обоснование возможности экологического регулирования теплообмена наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхности позволяет рекомендовать способ наземной прокладки трубопровода в особо сложных условиях пучинистых и слабонесущих грунтов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов / Территория Нефтегаз. 2017. № 5. С. 70-78.
- 2 Гаррис Н.А., Русаков А.И., Акчурина Э.А. Сопряженная задача регулируемого теплообмена нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах // Нефтегазовое дело. 2018, т. 16, № 1. С. 54 – 61.
- 3 Гаррис Н.А., Кутлыева З.Р., Баева Г.Н. Алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг наземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты // Нефтегазовое дело. 2018. Т.16, № 6. С. 46-55.
- 4 Кутлыева З.Р., Н.А. Гаррис, Глухов О.А. Расчет регулируемого теплообмена наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхности // Нефтегазовое дело. 2019. Т.17, № 5. С. 62-71.
- 5 Глухова З.Р., Гаррис Н.А. Экспериментальное обоснование проектирования и эксплуатации наземного трубопровода "на плаву" в районах вечномерзлых грунтов // Нефтегазовое дело. 2020, т. 18. №1. С. 91-101.

УДК 622.692.4.053

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕЙ ПРИ СМЕШЕНИИ

Р.Ф. Гизатуллина, О.Ю. Полетаева, А.Ю. Леонтьев, УГНТУ, г. Уфа

Основным параметром, влияющим на энергоэффективность транспорта нефти, безусловно, является вязкость. Однако при эксплуатации неизотермических трубопроводов, важным расчетным параметром является коэффициент крутизны вискограммы, показывающий влияние изменения вязкости нефти от температуры.

Одной из проблем транспорта смесей нефтей по магистральным трубопроводам является прогнозирование их реологических свойств с целью расчета получаемых технологических режимов перекачки нефтепроводной системы. Вязкость смеси, в отличие от других параметров, таких как плотность, содержание серы, и других не поддается линейной аддитивности, иначе говоря, при смешении двух равных объемов различных нефтей нельзя предсказать какая будет вязкость. Для определения уравнения изменения вязкости смесей используются лабораторные испытания. Однако при дополнительном учете температуры перекачки за счет различных комбинаций смешения нефтей количество опытов может вырасти в несколько раз.

В работе были проведены экспериментальные исследования по изучению изменения реологических свойств нефтей месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна при их смешении. Обозначим их условно как (М) и (Т), а также их соотношения. Соотношение смешиваемых нефтей в экспериментальных исследованиях принимало значения 0%, 30%, 50% 70%, 100%; температура смеси в исследованиях принимала значения от 10 до 60 °С.

Коэффициент динамической вязкости измерялся на программируемом ротационном вискозиметре Брукфильда.

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что при температуре перекачки 20 °С рентабельнее будет перекачивать смешанную нефть Т+М (50/50), поскольку вязкость будет значительно ниже, чем при других пропорциях смешения.

Результаты испытаний представлены на рисунке 1.

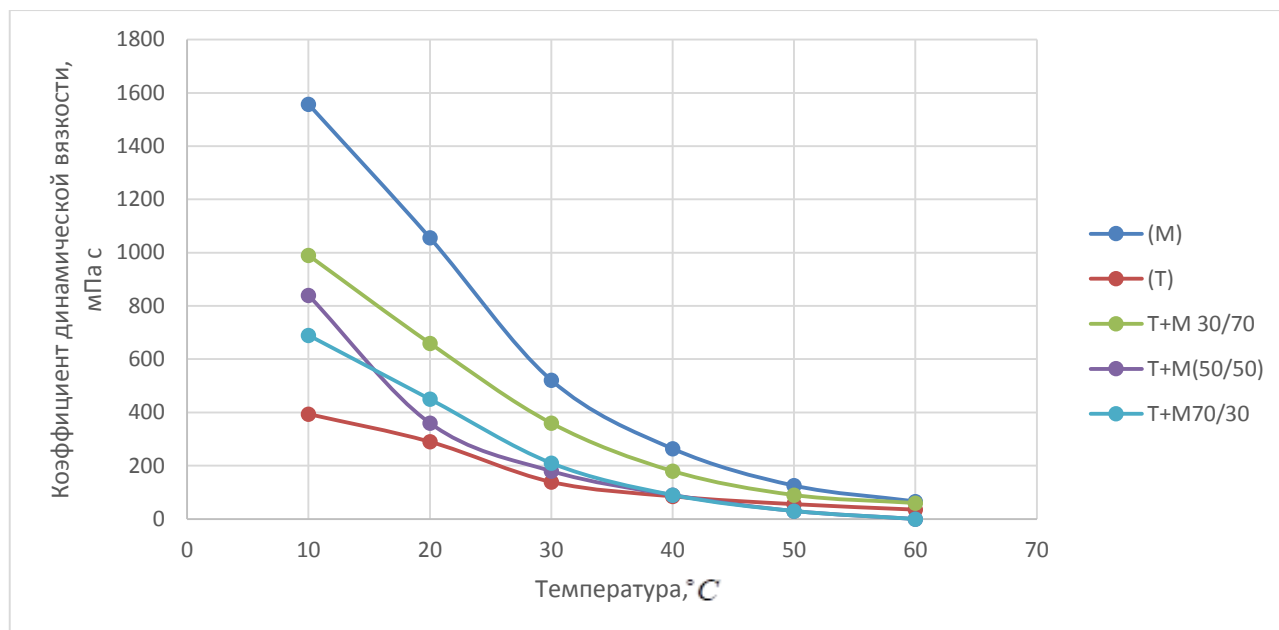


Рисунок 1 – Результаты испытаний по измерению динамической вязкости нефти различных месторождений

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Евдокимов, И.Н. Влияние термообработки ромашкинской нефти на реологические свойства / И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев // Тезисы докладов X Российской конференции по теплофизическим свойствам веществ. – М., 2004. – С. 84-85.
- 2 Бойцова, А.А. Изучение физико-химических свойств смеси парафинистой и нафтено-ароматической нефтей Тимано-Печорской провинции / А.А. Бойцова, Н.К. Кондрашева // материалы VII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники» / УГНТУ. – Уфа, 2014. – С. 115-116.
- 3 Бойцова, А.А. Особенности химического состава ярегской нефти / А.А. Бойцова, Н.К. Кондрашева, Е.В. Саламатова // Сборник тезисов XI Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2016. – С. 17.
- 4 Бойцова, А.А. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции / А.А. Бойцова, Н.К. Кондрашева, Ф.Д. Байталов // Записки Горного института. – 2017. – Т. 225 – С. 320-329.
- 5 Унгер, Ф.Г. Изменение структуры нефтяных дисперсных систем в различных условиях / Ф.Г. Унгер, Л.Н. Андреева // Томск: АН СО СССР, 1987. – 39 с.

УДК 620.179.14

ОСОБЕННОСТИ ВИХРЕТОКОВОГО КОНТРОЛЯ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ СО СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫМИ ТРЕЩИНАМИ

А.Т. Бакиев, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа

Стресс-коррозионные трещины и коррозионные повреждения металла представляют серьезную опасность для эксплуатирующихся магистральных газопроводов (МГ). Для обнаружения такого рода дефектов МГ применяются технические средства неразрушающего контроля (ТС НК), которые чувствительны к поверхностным дефектам сплошности металла. В основном, это аку-

стические (ультразвуковые), магнитные и электромагнитные (вихретоковые) дефектоскопы [1].

Практика НК эксплуатирующихся МГ, содержащих стресс-коррозионные трещины и коррозионные повреждения металла, показала, что наибольшей эффективностью обладают вихретоковые дефектоскопы. В отличие от других ТС НК, они обладают высокой чувствительностью к мелким поверхностным дефектам и возможностью пространственного разрешения группы близко расположенных стресс-коррозионных трещин. Например, многоканальный вихретоковый сканер-дефектоскоп РСД-16 обеспечивает надежное обнаружение дефектов КРН с глубиной менее 10% от толщины стенки МГ.

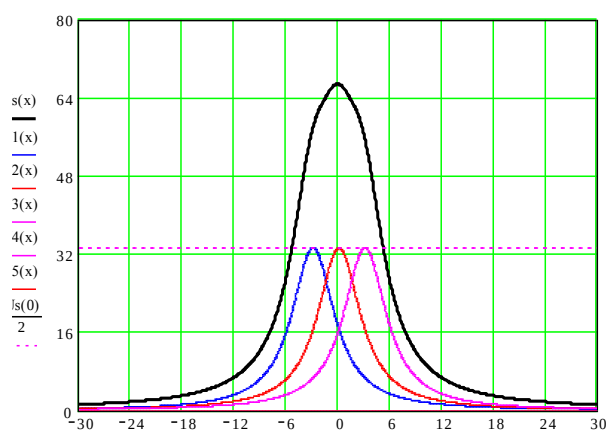
Исследования показали, что форма сигнала вихретокового преобразователя (ВТП) над группой стресс-коррозионных трещин МГ сильно трансформируется с изменением количества трещин и интервала между ними, что может повлиять на результаты ручного контроля МГ [2]:

- при близком расположении группы стресс-коррозионных трещин наблюдается явление пространственного не разрешения трещин (рис.1а). Это приводит к ошибочной интерпретации сигнала ВТП, так как он будет воспринят как сигнал над отдельной трещиной со значительно большей глубиной (что не соответствует действительности) - будет перебраковка контролируемого МГ;
- при удалении стресс-коррозионных трещин друг от друга в сигнале ВТП появляются локальные экстремумы, количество которых соответствует количеству трещин, а месторасположение экстремумов совпадает с центрами трещин в металле (рис.1б). Шумоподобный характер сигнала (в особенности для дифференциальных ВТП) усложняет анализ в случае обнаружения мелких трещин - будет недобраковка контролируемого МГ.

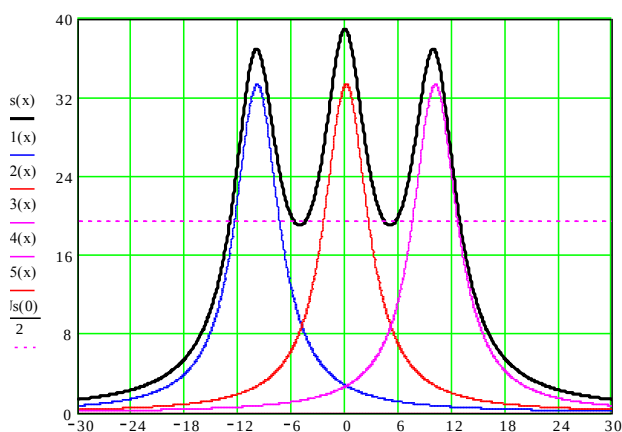
В результате комплексных исследований было получено условие, при котором возможно пространственное разрешение группы стресс-коррозионных трещин МГ: интервал между дефектами в группе трещин должен превышать диаметр сердечника накладного ВТП.

Например, для раздельного восприятия группы стресс-коррозионных трещин МГ, расположенных весьма близко (например, с интервалом не более 1 мм), следует применять ВТП с сердечниками, диаметр которых не более 1 мм. Современные вихретоковые дефектоскопы не имеют таких ВТП, а изготовить их – весьма непростая техническая задача.

Для решения этой проблемы были найдены информативные параметры и способы математической обработки измеренного сигнала накладных ВТП, позволяющие выявлять группу стресс-коррозионных трещин МГ, даже в случае их пространственного не разрешения.



а)



б)

Рис.1. Модель сигнала абсолютного накладного ВТП над группой 3 трещин при их не разрешении (а) и разрешении в пространстве (б)

Например, полуширина сигнала накладного ВТП весьма чувствительна к количеству дефектов в группе стресс-коррозионных трещин, а распределение коэффициентов вейвлетного преобразования сигнала ВТП тесно связано с расположением стресс-коррозионных трещин в металле и с величинами их глубин. Эти результаты являются основой методики автоматизированного вихретокового контроля МГ, содержащих стресс-коррозионные трещины, без вмешательства оператора-дефектоскописта, что позволит на практике многократно уменьшить риск ошибочной интерпретации сигнала ВТП, полученного над МГ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Алимов С. В., Арабей А.Б., Ряховских И.В и др. Концепция диагностирования и ремонта магистральных газопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии. - Газовая промышленность. Спецвыпуск, 2015, Том 724, с.10-15.
- 2 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.

К ВОЗМОЖНОСТЯМ ДИСТАНЦИОННОГО МАГНИТОМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПОДЗЕМНОГО СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА*А.В. Берестов, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа*

Для оценки технического состояния стальных трубопроводов (магистральных, технологических, промысловых и т.д.) применяются методы и технические средства неразрушающего контроля (ТС НК), основанные на разных физических принципах. Из-за многообразия типов ТС НК стальных трубопроводов, их условно разделяют по отношению к объекту контроля на три группы: внутритрубные, наружные и дистанционные.

Все ТС НК указанных групп имеют свои преимущества и недостатки, которые при их умелом комплексном применении сводятся к минимуму, повышая при этом достоверность контроля и оценки технического состояния стальных трубопроводов. С этой точки зрения при НК их нельзя противопоставлять друг другу и считать альтернативными техническими решениями.

В настоящее время линейная часть магистральных газопроводов контролируется магнитными внутритрубными снарядами-дефектоскопами, а локальные участки - в шурфах с помощью переносных дефектоскопов наружного контроля.

Однако по ряду объективных причин не во всех стальных газопроводах возможно применение технологии внутритрубной дефектоскопии, а выборочный контроль отдельных участков стального газопровода методом выборочной шурфовки не может обеспечить требуемый уровень достоверности НК. В этом случае целесообразным становится применение дистанционных методов НК, которые позволяют повести контроль технического состояния линейной части подземных стальных газопроводов без вскрытия (очистки от грунта) и определить их наиболее опасные участки [1].

С учетом особенностей дистанционного метода НК, наиболее распространенным и технологичным является магнитометрический метод контроля (дистанционная магнитометрия), который основан на измерении напряженности геомагнитного поля (магнитного поля Земли) над стальным трубопроводом. Неоспоримым преимуществом этого метода является отсутствие намагничивающей системы ТС НК, так как используется эффект намагничивания стального трубопровода в естественном постоянном геомагнитном поле.

Над участками стального трубопровода, содержащими обширные повреждения металла (дефекты сплошности, области с повышенным напряженным состоянием металла, деформации трубы и т.д.) наблюдается изменение напряженности геомагнитного поля, что является диагностической информацией, применяемой для оценки технического состояния стального трубопровода.

При дистанционной магнитометрии имеются ряд трудностей, обусловленных, прежде всего, слабостью геомагнитного поля, следовательно, со слабой намагниченностью и магнитным полем над стальным газопроводом. Поэтому

ТС дистанционной магнитометрии обладают весьма высокой чувствительностью, достаточной для обнаружения аномалий геомагнитного поля над дефектными участками стального трубопровода.

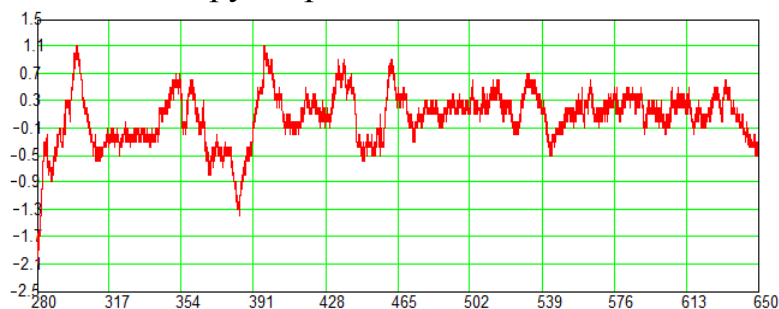


Рис.1. Типичная магнитометрическая информация, полученная над участком стального газопровода

Однако это влечет за собой следующую проблему: из-за высокой чувствительности в измеренном сигнале ТС присутствуют посторонние шумы и помехи от сторонних источников магнитных полей, так как газопроводы часто проложены, или пересекают объекты инфраструктуры (транспортные артерии, ЛЭП, населенные пункты, промышленные объекты и т.д.).

В связи с этим магнитометрическая информация, полученная над реальным газопроводом, имеет шумоподобный характер с множеством осцилляций и локальных экстремумов, не всегда связанных с дефектами металла (рис.1). Поэтому непосредственная интерпретация магнитометрической информации, полученной над стальным газопроводом, является сложной задачей и ее результаты, как правило, имеют большую долю субъективного фактора [2].

Результаты исследований, которые были проведены на теоретической модели стального трубопровода в геомагнитном поле [3], показывают, что надежность интерпретации результатов магнитометрического контроля можно повысить за счет применения градиентометрических схем измерения напряженности геомагнитного поля над стальным трубопроводом, либо диагностических признаков, составленных из градиентов напряженности геомагнитного поля, измеренных в разных пространственных точках над стальным трубопроводом.

Показано, что в полученных диагностических признаках содержится минимальный уровень случайных шумов и помех, при этом существует однозначная зависимость их величины от глубины залегания стального трубопровода, не зависящая от дефектного или напряженного состояния металла стальной трубы.

Таким образом, применение рассмотренных диагностических признаков, дает возможность независимого определения параметров, характеризующих техническое состояние стального газопровода при дистанционном магнитометрическом контроле.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Коннов В.В. Средства комплексной дистанционной диагностики подземных газопроводов. - Контроль. Диагностика, 2013, № 3, с. 68-70.

2 Коннов В.В. Некоторые вопросы оптимизации магнитометрического метода контроля напряжённо-деформированного состояния подземного стального трубопровода. - Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, №6, с. 163-176.

3 Загидулин Р.В., Загидулин Т.Р., Коннов В.В. Распределение напряженности магнитного поля над стальным трубопроводом в геомагнитном поле, содержащего локальные зоны концентрации механического напряжения металла. - Контроль. Диагностика, 2015, №5, с.9-17.

УДК 66.045.12

ОХЛАЖДЕНИЕ ПОГРУЖНОГО ВЕНТИЛЬНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ НА ВЫСОКИХ ЧАСТОТАХ

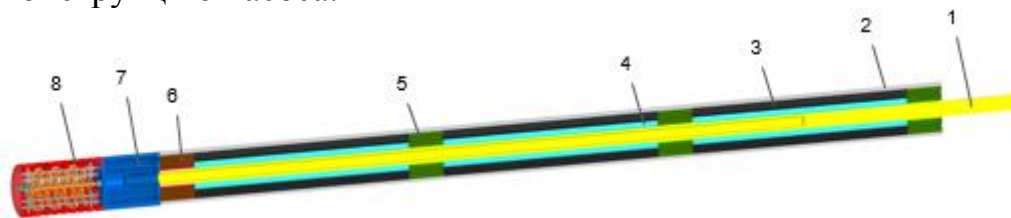
*Г.Р. Латыпов, УГНТУ, М.А. Лобанов, БашГУ, Э.И. Шавалеев, БашГУ,
Р.О. Андрекуте, АО «УАП» Гидравлика», г. Уфа*

Несмотря на значительные успехи в области совершенствования конструкции и технологии производства погружных вентильных электродвигателей типа ПВЭД, их повышенный нагрев на высоких частотах при отборе жидкости из скважин, приводит к существенному снижению ресурса двигателя и УЭЦН в целом.

Для предприятий, где используются установки винтовых насосов с вентильным приводом, обеспечивая надежную и эффективную эксплуатацию низкодебитных скважин, актуальной целью на сегодняшний день является поиск способов отведения тепла от ПВЭД при работе на высоких частотах.

При повышении рабочих частот выше 6000 об/мин в зазоре между статором и ротором ПВЭД генерируется большое количество потерь. Часть тепла отводится за счет охлаждения корпуса внешней средой. От ротора тепло передается циркулирующему в контуре двигателя маслу, которое в свою очередь отдает тепло корпусу. При работе двигателя на 6000 об/мин, температура отдельных частей двигателя достигает свыше 250 °С, от чего сильно снижается остаточный ресурс оборудования. Эксплуатация двигателя при стандартном оборудовании составляет в среднем 400 суток. Задача снижения энергопотребления и уменьшения температуры нагрева ПЭД сводится к проблеме повышения КПД двигателя.

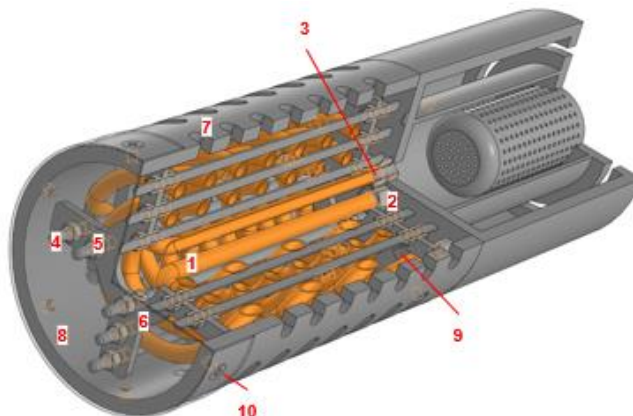
Одним из возможных способов решения этой проблемы, является модернизация конструкции двигателя путем монтирования теплообменного оборудования в конструкцию насоса.



1 - вал, 2 - кожух цилиндрический, 3 - статор, 4 - ротор, 5 - подшипники промежуточные, 6 - нижний подшипник, 7 - секция масляного фильтра, 8 - теплообменная секция

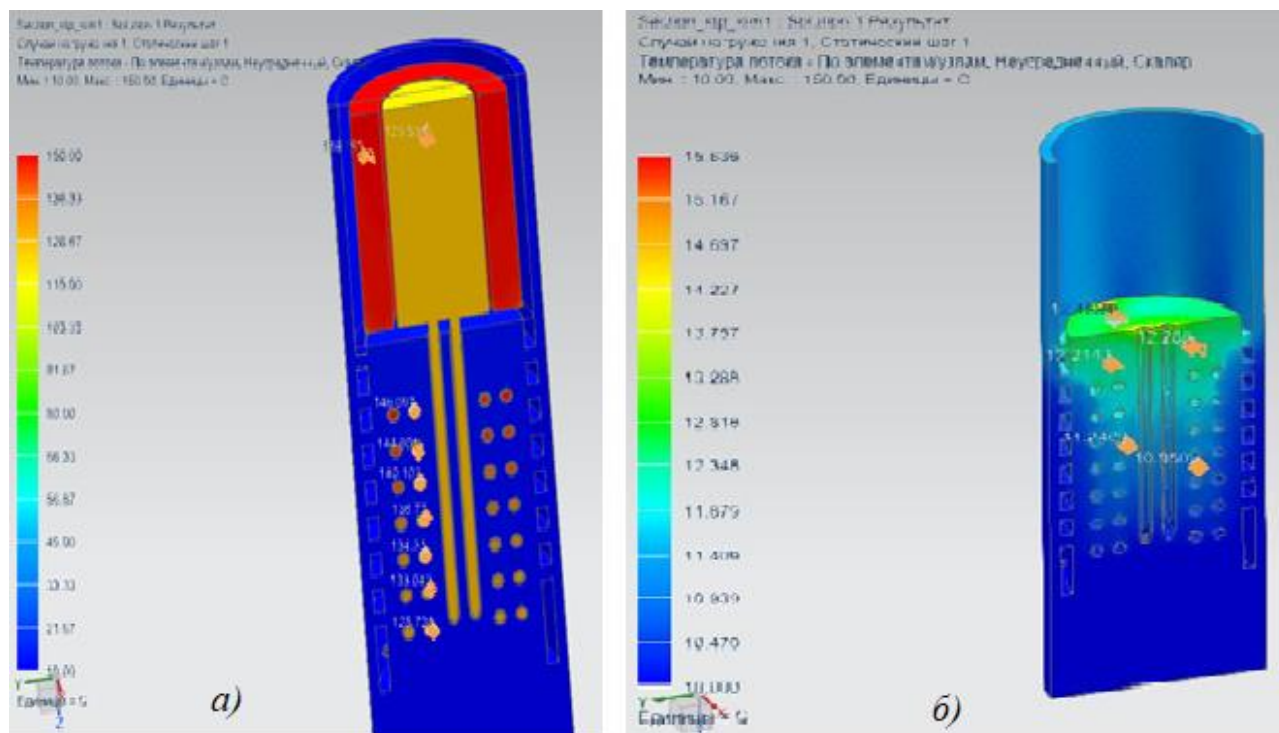
Рисунок 1 – Схема расположения дополнительной секции с теплообменными элементами

К конструкции двигателя добавляется секция с теплообменными элементами – U-образные стальные или медные гладкие трубки. Для защиты трубного пучка изготавливается перфорированный цилиндрический стакан с защитной сеткой.



1 - теплообменные трубы, 2 - накидная гайка, 3 - кольцевая прокладка, 4 - шпильки каркаса, 5 - гайки, 6 - пластины каркаса, 7 - перфорированный цилиндрический кожух, 8 - защитная сетка, 9 - уголки приварные, 10 - винты

Рисунок 2 - Теплообменная секция



а) трубное пространство; б) межтрубное пространство

Рисунок 3 – Распределение температур

Тепловой расчет был выполнен методом конечных элементов. Водонефтяная эмульсия подавалась под температурой 10 °С и расходом 250 м³/ч. Рас-

ход масла был задан в размере 1 м³/ч и температурой на входе 150 °С. В результате масло охладилось на 25 °С. Общая конструктивная поверхность теплообмена равна 0.07 м².

При применении данного решения срок эксплуатации увеличивается в 1,5 раза и составит в среднем 600 суток. Как результат, увеличивается время работы и снижается простой оборудования, тем самым получаем прирост в объеме добываемого сырья и снижение затрат на приобретение нового двигателя.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Камалетдинов Р.С. Повышение эффективности работы скважинных насосов путем применения вентильных погружных электродвигателей: дис. Москва канд.тех. наук. Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 2007.
- 2 Латыпов Г.Р., Лобанов М.А, Абдеев Э.Р. Кожухотрубчатый теплообменник с геликоидальным потоком // Современные технологии композиционных материалов. - Уфа: Башкирский государственный университет, 2019. - С. 303-307.

УДК 622.692.4.053

РАВНОЧАСТОТНАЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА НА ОСНОВЕ УПРУГОГО ЭЛЕМЕНТА, ПЕРЕМЕЩАЮЩЕГОСЯ МЕЖДУ НАПРАВЛЯЮЩИМИ РАСЧЕТНОЙ ФОРМЫ ПЕРПЕНДИКУЛЯРНО ИХ ОСИ СИММЕТРИИ

Д.А. Креминский, А.Н. Зотов, УГНТУ, г.Уфа

Система магистральных трубопроводов является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса России. Движущей силой этой системы являются перекачивающие станции. В системе ПАО «Транснефть» в наши дни функционируют около 500 нефтеперекачивающих станций, на которых работают примерно 2400 магистральных насосов. Обеспечение надежности и эффективности работы нефтеперекачивающих агрегатов является одной из основных проблем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Данная проблема неразрывно связана с разработкой эффективных методов снижения вибрации агрегатов. С целью снижения колебаний объекта широко используется виброизоляция, действие которой сводится к ослаблению связей между источником и объектом, при этом уменьшаются динамические воздействия, передаваемые объекту.

Для эффективной работы виброизолирующей системы отношение частоты возбуждения к собственной ее частоте колебаний должно быть как можно больше (как минимум в 4 раза). Собственная частота системы ω зависит от массы защищаемого оборудования m и коэффициента жесткости c упругого элемента:

$$\omega = \sqrt{\frac{c}{m}} . \quad (1)$$

Изменение массы оборудования в процессе эксплуатации или при реконструкции объекта при постоянстве собственной частоты может повлечь за со-

бой необходимость замены упругого элемента на новый с другим значением коэффициента жесткости. В прошлом веке известный ученый Иориш Ю.И. выдвинул идею так называемых равночастотныхвиброизоляторов [1,2]. Данный виброизолятор имеет такую силовую характеристику (зависимость восстанавливающей силы от перемещения – $P(x)$), что при изменении массы защищаемого объекта он попадает на участок, в котором жесткость такова, что собственная частота по формуле (1) остается постоянной (рис. 1). Такой подход позволяет значительно уменьшить количество существующих типов виброизоляторов. В источнике [1] достаточно подробно рассмотрено получение такой характеристики.

Зависимость восстанавливающей силы от перемещения принимает окончательный вид:

$$P = P_0 \cdot e^{\frac{\omega^2}{g}x-1} \quad (2)$$

Известно применение равночастотных виброизолирующих элементов в виде цилиндрических пружин с переменным шагом витков [3], пружин с переменным диаметром витков [4], однако они, как правило, обладают невысокой несущей способностью. Кроме того, конструирование таких пружин – довольно сложная задача.

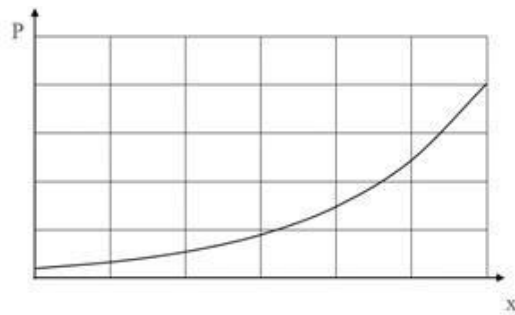


Рисунок 1 – Характеристика равночастотноговиброизолятора

Предлагается конструкция равночастотноговиброизолятора в виде упругой системы, в которой упругий элемент перемещается между направляющими расчетной формы перпендикулярно их оси симметрии (рис.2).

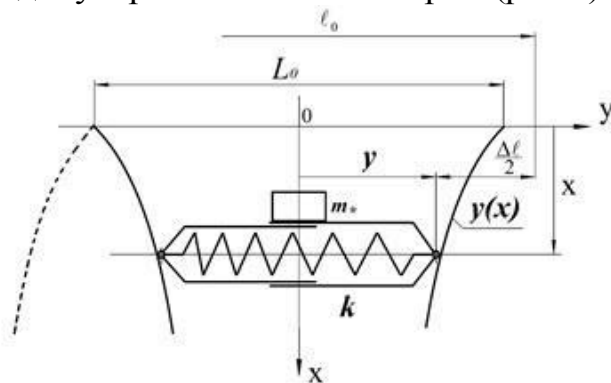


Рисунок 2 – Схема упругой системы с заданной силовой характеристикой

В данной системе упругий элемент жесткостью k (пружина, подчиняющаяся закону Гука) перемещается между направляющими, определяемыми

функцией $y(x)$. Начальная длина пружины l_0 может быть больше расстояния L_0 . Данная конструкция удерживает массу $m_* = m / n$, где n – количество виброизоляторов под массу защищаемого объекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Пановко Я.Г. Устойчивость и колебания упругих систем: современные концепции, парадоксы и ошибки / Я.Г. Пановко, И.И. Губанова; изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Наука, 1987. – 352с.
- 2 Иориш Ю. И. Виброметрия. Измерение вибрации и ударов. Общая теория, методы и приборы / Ю. И. Иориш. – М.: Машгиз, 1963. – 773с.
- 3 Кочетов О.С., Булаев В.А., Шмырев Д.В. Методика расчета системы виброзащиты для пневматических ткацких станков // Общество, наука, инновации: сборник статей Международной научно-практической конференции (15 декабря 2014 г., г.Уфа). в 2ч.Ч.2./ – Уфа: Аэтерна, 2014.–376 с. С. 45-49.
- 4 Пономарев С. Д. Расчет упругих элементов машин и приборов / С. Д. Пономарев, Л. Е. Андреева. – М: Машиностроение, 1980. – 326 с.

УДК 622.692.4

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩИХ ОПОР ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ РЕЗОНАНСА В ДИНАМИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ

А.М. Усманова, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа

Вибрационную активность оборудования можно отследить по соединению опорной части динамического оборудования с основанием. От того, насколько жестко они соединены, зависит передача вибрации через опорную часть на фундамент и вниз на грунт. В ряде случаев происходит разрушение фундаментного основания, либо возникает явление резонанса с собственными частотами всей системы, что приводит к интенсивному износу отдельных деталей и оборудования в целом.

Демпфирующие или виброизолирующие опорные конструкции из различных материалов или различного принципа действия позволяют снизить передачу вибрации оборудования через опорную часть на основание. Так, некоторые конструкции представляют собой установку демпфирующей плиты между опорной частью и фундаментом. Демпфирующая плита, выполненная из пенопласта и бетона, включает вертикальные стержни, которые соединены между собой горизонтальными проволоками. Вертикальные стержни проходят через опорную часть, входят в основание статора и в фундамент. Создавая амортизирующий эффект, демпфирующая плита позволяет устранить разрушительные нагрузки от вибрации оборудования и исключить явление резонанса. Вертикальные стержни, благодаря соединению с опорной частью и фундаментом, снижают динамическое давление на фундаментную плиту и повышают жесткость конструкции, так же это позволяет повысить качество центровки динамического оборудования из-за отсутствия прогибов основания [1].

Другие варианты предполагают установку виброизоляторов с квазинулевой жесткостью, например, тарельчатого типа, что практически полностью исключает передачу динамических нагрузок на фундаментное основание [2].

Во всех случаях основным критерием эффективности виброизоляторов является коэффициент передачи силы, показывающий какая часть вынуждающей силы будет передаваться на фундаментное основание. При этом можно наблюдать, что меньше единицы коэффициент передачи силы может стать только в том случае, когда отношение частоты внешнего воздействия ω_A к собственной частоте системы ω_0 становится $\omega_A / \omega_0 > \sqrt{2}$ (рисунок 1) [3].

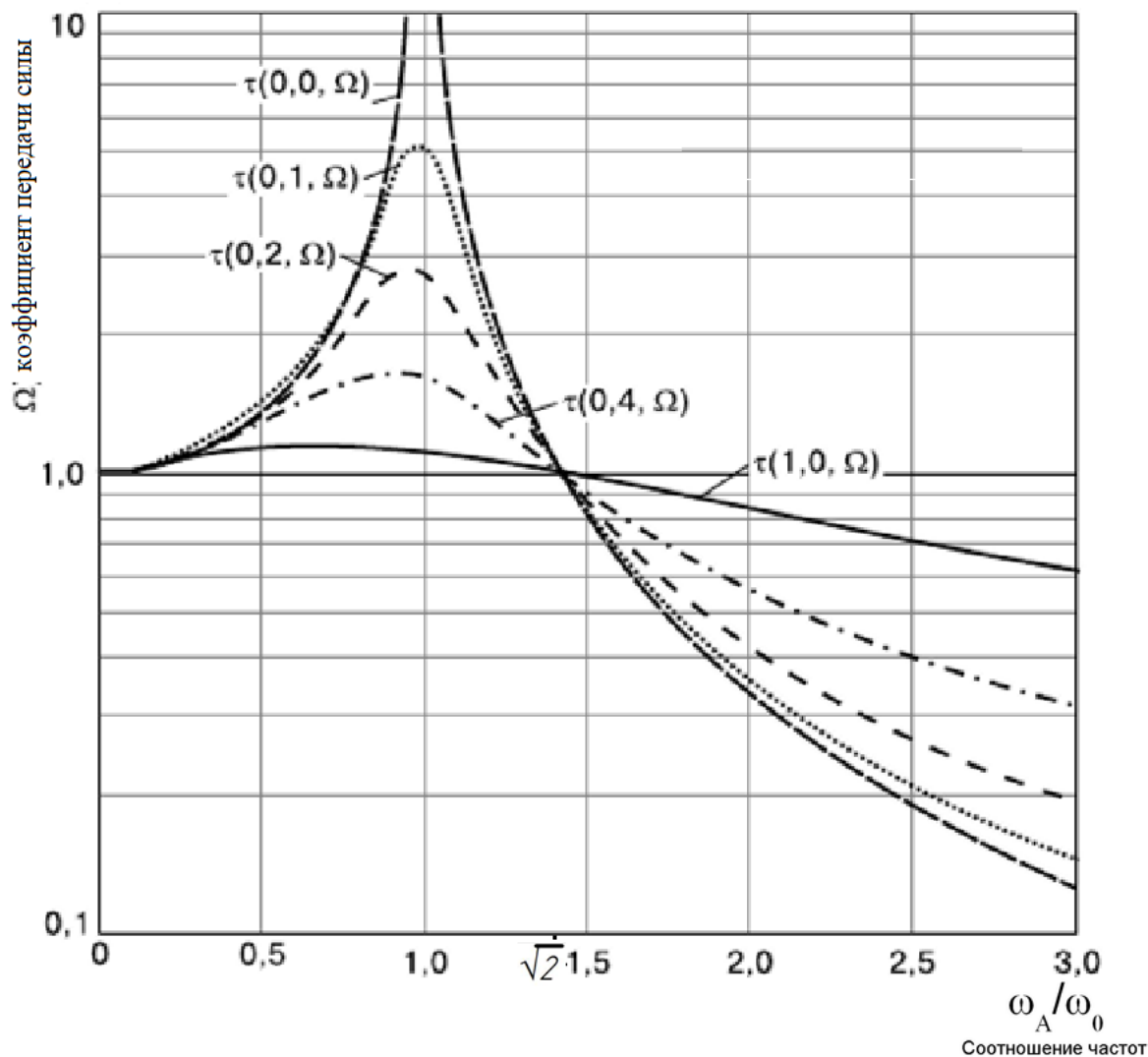


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента передачи силы от отношения вынуждающей частоты к собственной. Цифрами обозначен коэффициент демпфирования

В результате применения подобных конструкций обеспечивается повышение надежности динамического оборудования и, следовательно, увеличение ресурса эксплуатации оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 «Влияние фундамента и плиты основания насоса на срок жизни и межремонтный интервал насосного агрегата» [Электронный ресурс] URL: www.fluidbusiness.ru/usefull/articles/plity-osnovaniya/
- 2 Валеев А.Р. Уменьшение динамических воздействий на объекты магистральных нефтегазопроводов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2012. – 148 с.
- 3 Пановко, Я.Г. Основы прикладной теории колебаний и удара /Я.Г. Пановко. -Л.: Политехника, 1990. – 272 с.

УДК 622.692.4

ОТСТРОЙКА ОТ РЕЗОНАНСА ИЗМЕНЕНИЕМ ЖЕСТКОСТИ ОПОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

А.М. Усманова, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа

Каждая механическая система имеет свою собственную частоту f_c . Когда вынуждающая частота $f_в$ совпадает с ней, происходит явление резонанса, сопровождающееся резким возрастанием амплитуды колебаний, что может привести к повышенному уровню вибрации и к разрушению как отдельных рабочих узлов, так и агрегата в целом. Во избежание таких последствий проводится отстройка от резонанса, которая осуществляется путем изменения жесткости опорной системы или массы.

Для вертикальных насосов марки НПВ, конструкция которых предполагает надземное расположение только электродвигателя с опорной конструкцией и нагнетательным трубопроводом (рисунок 1), рассматриваемых в данной работе, резонанс в ряде случаев возникает из-за близости оборотной частоты $f_{об}$ насосного агрегата и собственной частоты опорной конструкции электродвигателя.

Для определения условий возникновения и возможности устранения резонанса в системе «насос – фундаментная опора – трубопроводы» необходимо выделить спектр частот и соответствующие уровни виброскорости на верхнем подшипнике электродвигателя и определить собственные частоты колебаний системы f_c . При определенных соотношениях жесткостей элементов системы собственная частота колебаний может быть как $f_c < f_{об}$, так и $f_c > f_{об}$, приближаясь к оборотной частоте электродвигателя $f_{об}$, тем самым создавая резонанс системы. Затем происходит отстройка от резонанса путем установки на опорную конструкцию дополнительных ребер жесткости.

В данном способе отстройка от резонанса происходит за счет увеличения жесткости системы (установки ребер на раме). Собственная частота f_c при этом должна быть больше оборотной с отношением $f_c > 1,3f_{об}$, но не попадать в область резонанса с другими вынуждающими частотами $f_в$, характерными для насосного агрегата, то есть $f_c < 0,75f_в[1]$.

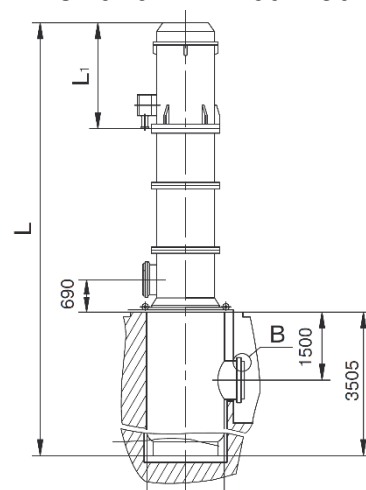


Рисунок 1– Насосный агрегат
НПВ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. Введ. 01.08.2014. Переиздание 01.11.2016 г. – М.: Стандартинформ, 2016. – 114 с.

УДК 622.691.4:621.433

КОНВЕРТИРОВАНИЕ АВИАЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Т.Н. Ганеев, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время конвертирование авиационных двигателей для наземного применения, в частности для газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, получило широкое применение.

Большинство технологий и методов доработки газотурбинного двигателя (ГТД), для применения его в качестве наземной силовой установки, устарели или требуют уточнений. Одним из мотиваторов усовершенствования ГТД для компрессорных станций, является фактор невозобновляемости природного газа. Для решения этой проблемы необходимо внедрять ресурсосберегающие технологии. На фоне множества применяемых, на сегодняшний день, технологий можно выделить методы повышения КПД энергетической установки за счет впрыска пара в камеру сгорания газотурбинного двигателя (ПГУ-STIG). В дальнейшем, возникает необходимость регулировать количество впрыскиваемого пара в зависимости от температуры окружающего воздуха. В условиях суточных и годовых перепадов температур работа системы впрыска пара в контур ГТУ газоперекачивающего агрегата может измениться в сторону снижения эффективности применения данной технологии. Контроль верхней и нижней границы температуры рабочего тела позволяет избежать, при низких отрицательных температурах окружающего воздуха, чрезмерного количества подаваемого пара, а при высокой температуре наоборот, позволяет создать максимально возможное содержание пара в рабочем теле.

При применении технологии STIG можно значительно увеличить КПД установки (на 25 – 60 %) [1], что позволяет добиться уменьшения потребления природного газа и улучшения экологических показателей двигателя за счет снижения вредных выбросов. В свою очередь, внедрение системы контроля границ температуры рабочего тела путем регулирования количества подаваемого пара в камеру сгорания, предположительно, позволяет увеличить эффективность и КПД энергоустановки, уменьшить количество потребления природного газа и улучшить экологические показатели двигателя. Применение данной технологии на значительной части газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, предоставляет, также, возможность увеличить суммарные показатели экономичности работы компрессорных станций магистральных газопроводов за счет снижения удельных энергозатрат на компримирование газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Ресурсо- и энергосберегающие технологии при транспорте углеводородов (ч. 1) / Н.А. Гаррис. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – 256 с.

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО КПД НАСОСА С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

А.В. Новичков, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа

Для транспортировки нефти затрачивается колоссальное количество энергии, основная часть которой приходится на привод магистральных насосов. Поэтому именно эти затраты являются ключевой составляющей показателей общей энергоэффективности нефтепровода [1].

В свою очередь, для того, чтобы точно оценить энергоэффективность, рассчитать прогнозируемые затраты электроэнергии и оценить техническое состояние насосных агрегатов, необходимо знать плановые режимы перекачек, а также фактические значения КПД насосных агрегатов. Здесь ключевым моментом является адекватная оценка действительного значения КПД насосных агрегатов, так как плановые режимы перекачки известны заранее.

Трудность определения действительного КПД насосных агрегатов состоит в том, что одним из недостатков центробежных насосов является довольно заметное снижение КПД с ростом вязкости перекачиваемой жидкости [2]. Учитывая, что паспортные характеристики насоса получены при проведении испытаний на воде, пренебрежение влиянием вязкости нефти может привести к значительным неточностям при прогнозировании энергозатрат. Для учета влияния вязкости жидкости на характеристики насосов, существует ряд методик пересчета с воды на более вязкую жидкость [3], разработанных для различных типов центробежных насосов.

В работе рассматривается сравнение двум методик пересчета характеристик магистральных насосов: методики, изложенной в ГОСТ 6134-2007, и методики Н.З. Аитовой и Л.Г. Колпакова [2]. Полученные результаты далее сравнивались с фактическим КПД насоса, определенным по реальным параметрам эксплуатации промышленных агрегатов типа НМ 10000-210, а именно, по действительным значениям расхода нефти, давления на нагнетательных и всасывающих линиях, а также потребляемой двигателем мощностью из сети. В результате, был сделан вывод о том, что методика Н.З. Аитовой и Л.Г. Колпакова более адекватно описывает характер изменения КПД центробежного магистрального насоса при перекачке нефти с достаточно высокой вязкостью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Бажайкин С.Г., Лукманов М.Р., Михеев А.С. К вопросу эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам/ Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. – 2018. – № 12 (84). с. 36–39.
- 2 Колпаков Л. Г. Эксплуатация магистральных центробежных насосов: Учебное пособие. – Уфа: Изд. Уфим. Нефт. Ин-та, 1988. – 116 с.
- 3 Абдурашитов С.А. Тупиченков А.А., И.И. Вершинин, С.М. Тененгольц Насосы и компрессоры. – М., Изд. «Недра», 1974. – 296 с.

**К ПОСТАНОВКЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИСКОВОГО ТРЕНИЯ
В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСАХ***И.Ф. Махмудова, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа*

Снижение КПД насоса характеризуется различными видами потерь: гидравлическими, объемными и механическими. Механические в свою очередь делят на внутренние и внешние. Внешние потери – потери в подшипниках и уплотнениях – считаются независимыми от удельной быстроходности, в то время как внутренние – потери на дисковое трение – увеличиваются с уменьшением n_s . Дисковые потери обусловлены движением жидкости между неподвижным корпусом насоса и наружной поверхностью вращающегося рабочего колеса насоса. Эти потери зависят от режима течения жидкости в зазоре, шероховатости поверхности дисков и стенок корпуса насоса, геометрических характеристик насоса: величины зазора, диаметра рабочего колеса, толщины обода колеса.

Влияние дисковых потерь на КПД насоса исследовались Колпаковым Л.Г., Айзенштейном М.Д, Пфлейдерером К., Михайловым А.К., Малюшенко В.В. и другими.

В результате независимых исследований были получены эмпирические зависимости для определения мощности, затрачиваемой на дисковое трение. Сложность расчета заключается в определении суммарного коэффициента трения C_f , который включает в себя собственно коэффициент трения C_{f0} и поправку, учитывающую протечку в пазухе ΔC_f . Для различных значений числа Рейнольдса, а соответственно, и режимов течения жидкости приводятся различные формулы для расчета C_{f0} . По аналогии с течением в трубах коэффициент трения при увеличении числа Рейнольдса перестает от него зависеть, поэтому для турбулентного режима предложены две зависимости: для гладкой поверхности диска и для шероховатой.

Существующие методики основаны на эмпирических данных, коэффициенты в которых имеют большой разброс. Исследователи вводят влияние различных факторов для повышения точности расчета.

В [1] учитывается отставание ядра движущейся жидкости от диска путем введения коэффициента закрутки ядра φ .

Поверхность дисков магистральных насосов большой подачи далека от плоской, для которой разработаны все методики, поэтому в [2] вводят параметр формы, учитывающий криволинейность.

Известно, что относительные потери на дисковое трение составляют порядка 12,9% для насосов с быстроходностью $n_s = 71$ (НМ 1250-260) и 1,2% для НМ 10000-230 с быстроходностью $n_s = 234$. Данные значения приблизительные, однако столь большая доля механических потерь обуславливает необходимость совершенствования конструкции центробежных насосов, а соответственно и разработку уточненной методики расчета дисковых потерь.

В работе сделана попытка определения зависимости коэффициента трения C_f от соотношения между наружным диаметром рабочего колеса D_2 и шириной лопаток рабочего колеса b_2 для насосов типа НМ с различным коэффициентом быстроходности n_s .

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Смирнов, П.Н. Момент сопротивления диска, вращающегося в потоке, закрученном по закону твердого тела / П.Н. Смирнов, А.А. Кишкин, Д.А. Жуйков, С.И. Пшенко // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2012. – №2. – С.36–41.
- 2 Колпаков, Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1985. – 184 с.

УДК 621.65.05

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Е.Д. Емельянова, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа

За последние десятилетия запасы кондиционных нефтей резко уменьшились, в связи с чем возникла актуальная проблема освоения и транспортировки тяжёлых высоковязких нефтей и природных битумов, запасы которых в несколько раз превышают запасы лёгкой маловязкой нефти. Поскольку тяжелые нефти и битумы в своем составе содержат большую долю смолисто асфальтовых веществ, ароматических углеводородов, высокую концентрацию металлов и сернистых соединений, а также обладают повышенной плотностью, вязкостью и коксуемостью, то транспортировка такой нефти по существующим нефтепроводам с установленными на них центробежными агрегатами является нерентабельной и практически не представляется возможной. Поэтому для освоения и переработки перспективной базы тяжелых нефтей, необходимо сооружение новых высокоэффективных нефтеперерабатывающих заводов в местах промыслов, что экономически нецелесообразно [1].

Решение проблемы транспортировки тяжелых нефтей и битумов предлагается путем реконструкции существующих перекачивающих станций с заменой традиционных центробежных агрегатов на винтовые насосы. Транспортировка высоковязких жидкостей с помощью винтовых насосов по сравнению с центробежными характеризуется большей производительностью, кроме того совершенствование винтовых агрегатов позволило улучшить такие эксплуатационные показатели, как износоустойчивость, коррозионная стойкость, увеличить значения КПД, предельного давления и расхода, и уменьшить потери, связанные с утечками.

В работе выполнено аналитическое сравнение эффективности применения центробежных и винтовых насосов для перекачки высоковязкой нефти плотностью $\rho=950$ кг/м³ на участке трубопровода диаметром $D_y=500$. Сравнительной характеристики винтовых и центробежных насосов показывает весомое преимущество использования первых в вопросе эффективности и энерго-

сбережения. При транспортировке жидкости вязкостью 200 сСт, КПД винтовых насосов на 36% больше, чем у центробежных, кроме того потребляемая мощность ниже на 124 кВт, что позволяет сократить затраты на электроэнергию (рисунок 1).

Винтовые насосы обладают и рядом других преимуществ, которые благоприятно сказываются на транспортировку тяжелых нефтей. При эксплуатации винтовых насосов обеспечивается пропорциональная подача жидкости, ровный поток на выходе, постоянство физико-химических свойств перекачиваемой жидкости и минимальный уровень шума. Также к достоинствам винтовых насосов можно отнести простоту конструкции, возможность изменения направления перекачки и отсутствие негативного влияния на окружающую среду [2].

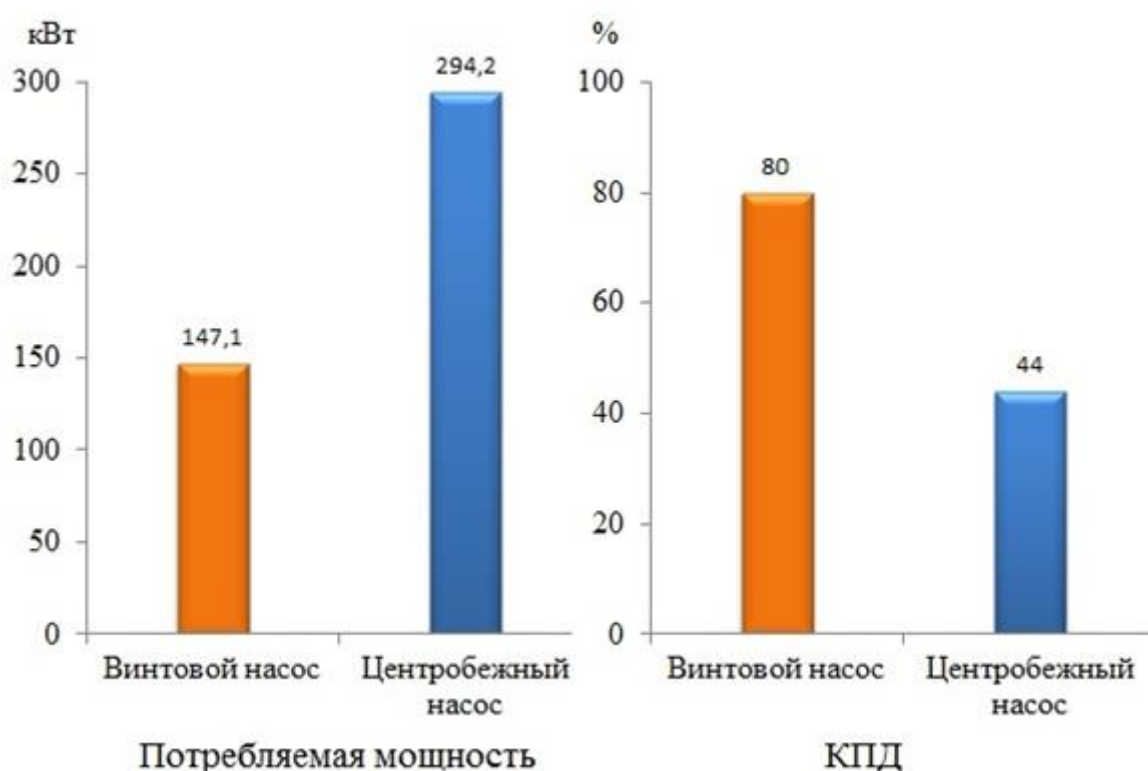


Рисунок 1 – Сравнительная характеристика винтовых и центробежных насосов

Эксплуатация винтовых насосов для транспорта тяжелых нефтей и битумов является перспективным направлением в нефтяной отрасли и может найти широкое применение в трубопроводном транспорте, так как винтовые агрегаты просты и экономичны в техническом обслуживании и эксплуатации, а также способны перекачивать жидкость с большим диапазоном вязкости. Помимо этого сравнительная характеристика рабочих параметров винтовых и центробежных насосов говорит о энергоэффективности и экономической целесообразности эксплуатации первых.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. - 396 с.
- 2 «Высокоэффективные винтовые насосы Colfax: ALLWEILER, HOUTTUIN, IMO, WARREN, ZENITH» [Электронный ресурс] URL: <https://www.sovmash.com/node/63>.

СЕКЦИЯ
«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ЭРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХАРАК- ТЕРИСТИК ПОТОКА

Р.Д. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа,

Эрозионный износ является одним из основных причин отказов промышленных трубопроводов. Перекачиваемый флюид в своем составе содержит большое количество твердых механических примесей, таких как песок, гипс, пропант и т.д. Наличие вышеперечисленных компонентов приводит к интенсивной потере металла трубы вследствие эрозии при эксплуатации промышленных трубопроводов. В связи с этим, прогнозирование условий эрозионного разрушения промышленных труб является актуальным направлением.

Прогнозирование эрозии трубопроводов является сложной задачей. Скорость абразивной эрозии зависит от многих факторов, таких как размер и форма частиц, угол удара частиц, свойства материала стенки трубы. Первоначальный подход прогнозирования эрозии основывался на применении эмпирических уравнений для расчета скорости эрозии. Данные уравнения разрабатывались на основе лабораторных испытаний для трубопроводов маленького диаметра, перекачивающих однофазную среду. Прогнозирование скорости эрозии с применением эмпирических уравнений для трубопроводов большого диаметра, перекачивающих многофазные системы, не имеет теоретической основы и приводит к ошибке прогноза.

Применение средств вычислительной гидродинамики позволяет облегчить понимание условий развития эрозионного износа. В данной работе было произведено моделирование абразивного износа с применением программного комплекса ANSYS Fluent. ANSYS Fluent позволяет точно смоделировать траекторию движения частиц, вызывающих эрозию, и определить скорость эрозии.

В ходе данной работы было исследовано влияние параметров потока на скорость эрозии в горизонтальном отводе трубопровода на 90° . Получены закономерности изменения скорости эрозии от скорости потока, размера и концентрации механических примесей. В исследуемом трубопроводе выявлены участки, имеющие максимальный эрозионный износ. Проанализированы критические значения параметров потока с целью безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов. Изменение скорости эрозии в зависимости от скорости потока в трубопроводе и размера частиц представлено на рисунке 1.

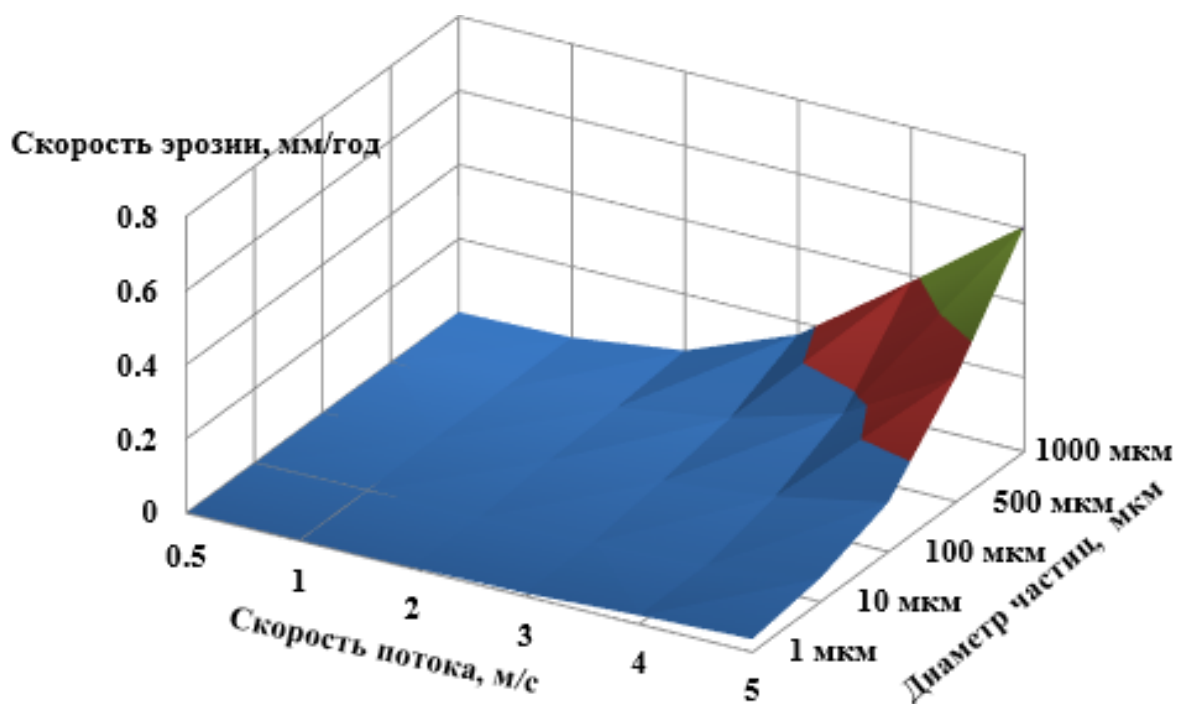


Рисунок 1 – Скорость эрозии в трубопроводе в зависимости от скорости потока и размера частиц

В результате выполнения данной работы выявлено, что применение программного комплекса ANSYSFluent позволяет эффективно исследовать явление эрозии промышленных трубопроводов. Полученные зависимости скорости эрозии от характеристик потока позволят повысить эксплуатационную надежность промышленных трубопроводов путем оптимизации их работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Erosion – Corrosion in Oil and Gas Pipelines – URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781119019213.ch28>.
- 2.Erosion in elbows in hydrocarbon production systems: Review document – URL: <https://www.hse.gov.uk/research/rpdf/rr115.pdf>.

УДК 622.692.4.07

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Д.Ф. Аминова, УГНТУ, г. Уфа,

Р.И. Валиахметов, ООО "РН-БашНИПИнефть», г. Уфа

Основной причиной снижения надежности и долговечности промышленных трубопроводов является процессы коррозии внутренней стенки металла трубы, возникающей вследствие взаимодействия с агрессивными средами.

Задачей защиты промышленных трубопровод является снижение скорости внутренней коррозии при помощи применения ингибиторов коррозии.

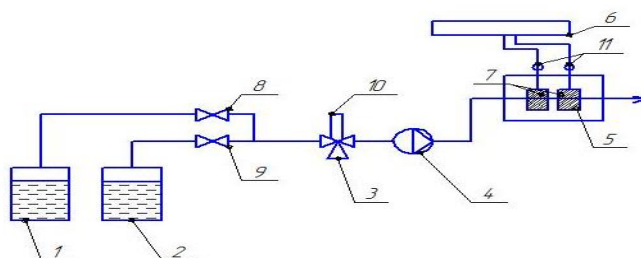
Существует несколько способов подачи ингибиторов коррозии в трубопровод: непрерывное дозирование, периодическая обработка, закачка в затрубное пространство скважины. Для повышения эффективности защиты промыс-

ловых трубопроводов предлагается выбирать более рациональный способ ингибирования.

Основными целями и задачами работы являются:

- создать стендовую лабораторную установку, позволяющую оценить работу ингибитора коррозии для промышленных трубопроводных систем;
- разработать методику оценки ингибитора коррозии в потоке на данной установке;
- исследовать рациональность применения периодического ингибирования промышленных трубопроводов;
- оценить максимальное время между подачами ингибитора.

Схема стендовой лабораторной установки представлена на рисунке 1.



1 - емкость с коррозионно-активной средой; 2 - емкость с коррозионно-активной средой и ингибитором; 3 - трехходовой кран; 4 - перекачивающий насос; 5 - измерительная ячейка; 6 - индикатор скорости коррозии «Монитор – 2»; 7 - образцы – электроды; 8, 9 - задвижка, 10 - мерная трубка; 11 - контакты электродов

Рисунок 1 – Принципиальная схема стендовой лабораторной установки

УДК 622.692.4

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Т.И. Вафин, УГНТУ, г. Уфа,

П.В. Виноградов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа

В данной работе представлены экспериментальные данные, собранные с открытых источников [1-3], по определению разрушающего давления в трубопроводах в зависимости от геометрических размеров коррозионных дефектов. Рассматриваемые участки трубопроводов соответствуют зарубежным маркам стали X42-X65[4].

Проведен сравнительный анализ результатов расчета разрушающего давления по зарубежным методикам оценки прочности трубопроводов: DNV-RP-F101, уравнение Барлоу, ASME B31G, B31Gmod, PCORRC. Анализ методик показан сравнением расчетных результатов с экспериментально полученными величинами разрушающего давления. Наблюдаются как сильные расхождения, так и высокая сходимость. Наиболее точные результаты соответствуют методу DNV-RP-F101[5].

$$p_f = 0,9 \cdot \sigma_u \frac{2\delta}{D_H - \delta} \left(\frac{1 - \frac{H}{\delta}}{1 - \frac{H}{\delta} \cdot \frac{1}{Q}} \right) \quad (1.1)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{D_H \cdot \delta} \right)^2} \quad (1.2)$$

где Q –коэф-т Фолиаса, связывающий параметры дефекта с геометрией трубы;

H – глубина дефекта, мм;

L – длина дефекта, мм;

D_H – наружный диаметр трубопровода, мм;

δ – толщина стенки, мм;

σ_u – предел прочности, МПа.

На данном этапе разработана модель секции трубопровода с коррозионными дефектами по исходным данным и продолжается проведение нелинейного прочностного расчета в программном комплексе ANSYS. Выполненный анализ результатов численного эксперимента позволит уточнить описание одиночных коррозионных дефектов и осуществить выдачу рекомендаций по оптимизации наиболее точной методики DNV-RP-F101, имеющая мировую известность и популярность.

В результате исследования ожидается результат, позволяющий снизить погрешность расчета величины разрушающего давления и повысить эксплуатационную надежность трубопроводной системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Liu X., Xia M., Bolati D., Liu J., Zheng Q., Zhang H. An ANN-based failure pressure prediction method for buried high-strength pipes with stray current corrosion defects. Energy Science & Engineering. Beijing, China, 2019, pp 1-12.
2. Nahal M., Khelif R. Numerical model for estimating time-dependent reliability of a corroding pipeline over its lifetime. International journal of advanced structural engineering. Algeria, 2018, p7.
3. Keshtegar B. Modified response surface method basis harmony search to predict the burst pressure of corroded pipelines. Engineering failure analysis. Iran, 2018, pp 1-40.
4. API 5L: specification for line pipe – Washington, 2013. – p. 183.
5. DNVGL-RP-F101 Corroded pipelines, 2017. – p. 123.

УДК 621.644

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В.Р. Галлямов, УГНТУ, г. Уфа

Полимерно-армированные трубы (ПАТ) – это трубы, состоящие из внутренней полимерной оболочки, армирующего каркаса и внешней полимерной оболочки. В зависимости от конструкции ПАТ бывают: жесткие (с армирующим сетчатым каркасом), гибкие с несвязанными слоями

(с армирующими металлическими лентами), гибкие со связанными слоями (с армирующими синтетическими нитями) (рисунок 1).



а) жесткая ПАТ с армирующим сетчатым каркасом; б) гибкая ПАТ с несвязанными слоями армированная лентами; в) гибкая ПАТ со связанными слоями армированная синтетическими нитями

Рисунок 1 – Конструкции полимерно-армированных трубопроводов:

Основными преимуществами использования ПАТ по сравнению со стальными трубопроводами являются:

- отсутствие коррозии (исключение затрат на мониторинг и защиту трубопровода от внутренней и внешней коррозии);
- меньший вес;
- меньшая совокупная стоимость строительства и эксплуатации;
- меньше шероховатость стенок (уменьшение потерь давления на трение и отложений на стенках трубопровода) [1].

Не смотря на наличие преимуществ, использование технологии ПАТ имеет ограничения. Основным сдерживающим фактором масштабного применения данных труб является отсутствие методики оценки технического состояния и определения остаточного ресурса полимерно-армированных трубопроводов [2].

Остаточный срок службы ПАТ зависит от толщины внутреннего слоя полимера и изменения прочностных свойств армирующих слоев. Если в случае стальных труб, методика оценки технического состояния предполагает определение остаточного ресурса на основании толщинометрии по принятой скорости утонения металла, то для полимерно-армированных труб необходимо проводить прочностной расчет для каждого сочетания толщины внутреннего полимерного слоя и прочностных свойств армирующих слоев. Таким образом, для создания методики оценки технического состояния ПАТ, необходима разработка методики прочностного расчета полимерно-армированных трубопроводов.

В рамках данной работы были разработаны твердотельные модели полимерных трубопроводов, армированных металлическими лентами и нитями. Данные модели были использованы для проведения конечно-элементного анализа, в результате которого были получены распределения значений напряже-

ний в различных элементах конструкции (рисунок 2). В дальнейшем, разработанные конечно-элементные модели будут использованы для валидации аналитических моделей определения напряжений в различных элементах полимерно-армированных трубопроводов.

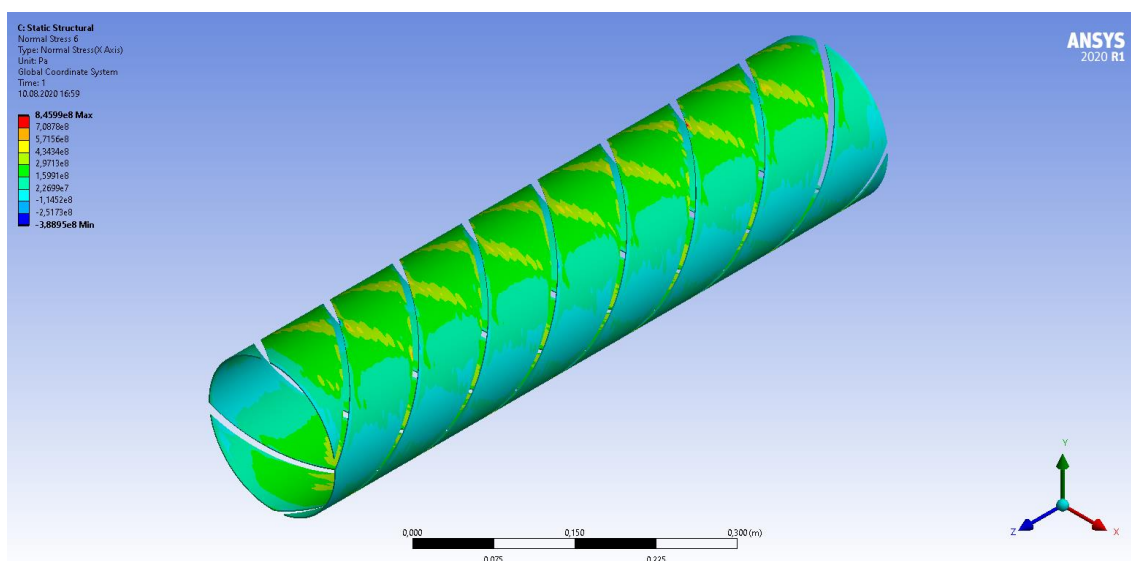


Рисунок 2 – Результаты расчета кольцевых напряжений армирующего слоя

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ресурсы сайта:

https://www.sibmashpolymer.ru/activities/trubi/polimerno_armirovannye_truby_pat_s_metallicheskim_karkasom/ (дата обращения 10.10.2020 г.).

2. Щелудяков А.М. Разработка комплексной методики оценки остаточного ресурса нефтесборных трубопроводов из альтернативных материалов на основе экспериментальных исследований: дис. канд. тех. наук. Пермск. нац. исслед. политехн. университет, Пермь, 2017.

УДК 622.692.4

АНАЛИЗ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ, НЕГАТИВНО ВЛИЯЮЩИХ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е.Ю. Гурницкая, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время в России наблюдается снижение качества добываемой нефти. В процессе эксплуатации нефтепроводов на внутренней стенке труб образуются отложения, которые приводят к уменьшению пропускной способности трубопровода и увеличению гидравлического сопротивления, и, как следствие, снижается надежность эксплуатации трубопроводов и увеличиваются энергетические затраты на транспорт продукции.

К факторам, которые негативно влияют на транспорт скважинной продукции, можно отнести *асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)*, в состав которых входят парафины (40–60% масс.), смолисто-асфальтеновые компоненты (10–56% масс.), нефть и неорганические включения (песок, глина, соли, вода). Нефть, попадая в трубопровод, контактирует с охлажденной метал-

лической стенкой. Возникает перепад температур, температура нефти снижается и происходит кристаллизация парафинов на стенке трубопровода.

Гидраты представляют из себя неустойчивые соединения углеводородов с водой. Гидратообразование характерно для всех газопроводов, кроме тех, по которым транспортируют осушенный от паров воды газ. На образование гидратов благоприятно влияет низкая температура и высокое давление газа, наличие гидратообразующих веществ (метана, этана, диоксида углерода), наличие воды.

При транспортировании скважинной продукции происходит выпадение *неорганических солей* – хлоридов, карбонатов, сульфатов. На интенсивность образования отложений влияют перепады температуры и давления, которые ведут к снижению предельной растворимости солей в воде.

Эмульсии представляют собой сложные коллоидные системы. Перекачка вместе с нефтью даже незначительного балласта в виде эмульгированных глобул воды приводит к быстрому коррозионному износу оборудования и снижению пропускной способности трубопровода.

Высоковязкие нефти обладают высокой плотностью и при смешивании с пластовой водой, ввиду малой плотностной разности между водой и нефтью, становятся высокоустойчивыми, что затрудняет дальнейшее разделение фаз и, как следствие, увеличение энергетических затрат на перекачку.

В работе рассмотрены вопросы влияния негативных факторов на режим работы промысловых трубопроводов, представлена общая классификация данных факторов, изучены отечественные и зарубежные технологии (методы) защиты промысловых трубопроводов от негативного влияния осложняющих факторов, выявляемых при эксплуатации.

УДК 622.692.4

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНО – АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА

Р.Р. Давлетбаков, УГНТУ, г. Уфа

Основной причиной отказов стальных промысловых трубопроводов в России до 90% является внутренняя коррозия. На сегодняшний день альтернатива стальным трубопроводам является использование полимерно-армированных трубопроводов (ПАТ).

ПАТ это композиционный материал, состоящий из двух и более компонентов, армирующего элемента и внутреннего полимерного слоя.

Основным преимуществом ПАТ является коррозионная стойкость, они не испытывают на себе внутреннюю и внешнюю коррозию. Так же ПАТ имеет отрицательные качества, старение полимеров, происходит снижение прочностных качеств со временем. Старение происходит под воздействием внешней среды: УФ – излучение, температура, влажность. В ПАТ наблюдается технологические дефекты, такие как дефект сварного армирующего каркаса, эксцентриситет армирующего каркаса, не проклей полимерного слоя. При эксплуатации, ПАТ ис-

пытывает на себе вибрацию, гидроудар, циклические нагрузки, подвижки грунта.

Для ПАТ характерны следующие причины отказа при эксплуатации:

1. Прочность трубы определяется прочностью армирующего каркаса. Если давление в трубе превышает некоторого предельного значения, то происходит разрушение тела трубы. Причинами такого вида отказа могут быть дефект армирующего каркаса в зоне сварного соединения осевых и кольцевых элементов. Состояние стального армирующего каркаса сильно влияет на прочность ПАТ, если дефекты отсутствуют, то трубопровод выдерживает заявленные прочностные характеристики.

2. Наблюдаются кольцевые трещины в зоне стыковых соединений труб. В этой зоне отсутствует армирующий каркас, трещина имеет вид скола. Основная причина разрушения такого типа является: опрессовка, гидродинамический удар.

3. Эксцентриситет армирующего каркаса нарушение технологии изготовления.

4. При длительной эксплуатации происходит течение полимерной матрицы сквозь армирующий каркас, происходит оголение армирующего каркаса, нарушение внутренней изоляции, с последующей коррозией и разрушением. Основной причиной движения полимерной матрицы сквозь армирующий каркас является температура транспортируемой среды, так как полимер это аморфное тело при нагревании уменьшается его вязкость и происходит его течение сквозь каркас.

5. Динамические нагрузки вызывают деформацию тела трубы. При большой скорости роста давления приводит к разрушения кольцевой проволоки стального каркаса.

Использование ПАТ в нефтегазовой отрасли России является новым направлением. Для эффективного применения ПАТ в промышленном транспорте нефти и газа необходимо исследование влияния дефектов, статистических и динамических нагрузок действующие в результате эксплуатации трубопровода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сальников А.Ф., Нечаева Е.С., Аношкин А.Н. Экспериментально-теоретическое исследование работоспособности полимерных армированных труб // Газовая промышленность. – 2008. - №3. – С. 88-91.
2. Сальников А.Ф., Сальников С. А., Щелудяков А.М. Оценка влияния динамических нагрузок на остаточную работоспособность полимерно-армированных труб // Газовая промышленность. – 2014. - №1 (701). – С. 52 -55.

ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа

В настоящее время одним из перспективных и целевых направлений развития для добывающих компаний России, является снижение эксплуатационных затрат, связанных с добычей углеводородов. В области промышленного трубопроводного транспорта существенной статьей затрат на эксплуатацию является потребление электроэнергии на обеспечение перекачки продукции по трубопроводам. Для оценки эффективности процесса перекачки продукции по трубопроводам и эффективности использования электроэнергии необходимо обеспечивать мониторинг энергопотребления.

Отражением эффективности потребления энергоресурсов, в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», являются показатели энергетической эффективности. Показателями эффективности использования энергии являются абсолютная, удельная или относительная величина потребления или потерь энергетических ресурсов для продукции любого назначения или технологического процесса для которых соответственно должны быть определены нормы расхода энергии.

Для оценки работы промышленных трубопроводов с точки зрения энергопотребления рассмотрим следующий подход. В качестве показателей энергопотребления применяются:

- объем потребленной электроэнергии (за месяц, год) W , кВт·ч;
- удельный расход электроэнергии (УРЭ) – отношение фактического расхода электрической энергии на объем продукции (работ) за контролируемый период времени, кВт·ч/т; кВт·ч/м³.

Анализ энергопотребления состоит в следующем. Определяются вышеописанные показатели энергопотребления для базового года (год, предшествующий текущему) и пересчитываются для текущего периода с учетом изменений объемов транспортировки продукции и технологических показателей. Выводы о достижении энергетической результативности за текущий период времени производятся по критериям:

- если фактическое значение показателя энергопотребления равно или меньше рассчитанного значения относительно базового года – энергетическая результативность достигнута;
- если фактическое значение больше рассчитанного значения относительно базового года – энергетическая результативность не достигнута.

В рамках выполнения данной работы разработана методика оценки энергоэффективности работы линейной части промышленных трубопроводов, которая позволяет сделать выводы о достижении энергоэффективности за текущий период времени и определить:

- состав показателей энергопотребления линейных объектов промышленного трубопроводного транспорта;
- порядок расчета показателей энергопотребления линейных объектов промышленного трубопроводного транспорта;
- порядок анализа энергоэффективности.

УДК 004.052

ОБРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ

Е.С. Ишмухаметова, УГНТУ, г. Уфа

Практика эксплуатации промышленных трубопроводов показывает, что нарушение нормального функционирования трубопроводной системы связано с нарушением ее работоспособности, т.е. отказами. Нарушение работы трубопроводов обуславливается случайными событиями. Для того чтобы оценить возможность появления таких событий, необходимо исследовать изменения состояния трубопроводов в процессе эксплуатации и оценить показатели надежности.

Для определения закономерности появления и повторения случайных событий, изменения состояния трубопроводов и дальнейшей оценки показателей надежности требуется провести обработку статистических данных по всем произошедшим отказам и повреждениям трубопроводов.

К задачам обработки статистических данных методом математической статистики относится выбор закона распределения случайной величины и количественная оценка его параметров, расчет значений критериев согласия между теоретическим и эмпирическим графиками выбранного закона распределения. Соответствующий закон распределения случайной величины дает возможность применить известные аналитические методы определения показателей надежности. К показателям надежности относятся такие количественные характеристики, как: вероятность безотказной работы, наработка на отказ, интенсивность отказов, частота отказов, различные коэффициенты надежности.

Количественная оценка параметров распределений числа и интенсивности отказов промышленных трубопроводов дает возможность спрогнозировать число отказов и вероятность их возникновения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Архирейский А.А., Рассоха Е.Н. Статистическая обработка данных о надежности: Методические указания к выполнению расчетно-графической работы. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2004. – 35 с.
2. Ильин Ю.А. Расчет надежности подачи воды. М.: Стройиздат, 1987.

ОЦЕНКА РИСКОВ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ПРИ РАБОТЕ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

А.В. Кравченко, САФУ им. Ломоносова, г. Архангельск

Г.Н. Заозерский, г. Архангельск

Современный этап нефтедобычи характеризуется увеличением доли месторождений с высокопарафинистыми нефтями, а также усложнением природно-климатических условий добычи. Важными задачами развития трубопроводного транспорта являются повышение эффективности и надежности работы трубопроводов, увеличение систем их надежности и минимизация аварийных ситуаций. Следует отметить, что одной из ключевых проблем при работе промышленного оборудования и трубопроводов является наличие асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Данная проблема является особенно актуальной в климатических условиях Крайнего Севера России [1].

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по профилактике или предотвращению отложений и удалению уже сформировавшихся отложений [2]. К основным методам борьбы можно отнести: термические (электронагреватели, промывка горячей нефтью), механические (скребки, эластичные шары), химические (ингибиторы) [3].

Существуют различные методы определения температуры насыщения нефти парафином (ТННП). В повсеместной практике для измерения ТННП и температуры начала кристаллизации парафинов (ТНКП) нефти используют ряд разнообразных экспериментальных измерений: микроскопию в поляризованном свете, метод «холодного стержня», спектроскопический, визуальный, ультразвуковой, гравиметрический. Для определения термобарических условия выпадения парафинов и подбора ингибиторов имеется ряд методик, например, Wax Flow Loop [4]. Очевидно, что, если температура нефти в нефтепромысловой системе будет ниже ТННП, следует ожидать, что в системе высок риск образования парафиновых отложений.

В данной работе, для одного из месторождений, расположенного в условиях Крайнего Севера, исследование процесса выпадения твердых частиц парафинов в дегазированной пробе нефти проведено на установке AWAI 1000 Sanchez Technologies (Франция) визуальным и спектроскопическим методом. Определены значения ТННП (англ. WAT), ТНКП (WCP), температура флоккуляции парафинов (WFT).

С учетом термобарических условий образования парафиновых отложений, определены возможные факторы риска при освоении данного месторождения. Приведены рекомендации по возможным методам борьбы с отложениями и предотвращению их выпадения. Отмечена необходимость проведения регулярного мониторинга возможных осложнений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хасанова К.И., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам. 2013. №3. С. 8
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия. –Владивосток, Дальнаука, 2011. С. 11-21
3. Щадрина П.Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей. Автореферат диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Уфа, 2017.
4. Becker J.R. Crude oil waxes, emulsions and asphaltenes. –Tulsa, Oklahoma, 1997.

УДК 621.643

ТЕХНОЛОГИЯ ВВОДА И ИЗВЛЕЧЕНИЯ СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ В ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, НЕ ОБОРУДОВАННЫЕ СТАЦИОНАРНЫМИ КАМЕРАМИ ПУСКА-ПРИЕМА, БЕЗ ОСТАНОВКИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ.

Р.Н. Кунафин, ЦСТС УГНТУ, г. Уфа

На некоторых промысловых трубопроводах (ПТ) из-за отсутствия стационарных камер пуска и приёма затруднено применение средств очистки внутренней полости от отложений. Другая часть ПТ оборудована камерами пуска-приёма очистных поршней, однако в большинстве случаев конструкция таких камер не приспособлена для применения средств внутритрубой диагностики.

Обустройство всех ПТ стационарными камерами пуска и приёма средств очистки и диагностики (КППСОД) связано с большими материальными и временными затратами на проектирование, приобретение самих КППСОД, строительно-монтажные работы, строительство площадок, подъездных дорог и пр.



Рисунок 1- Пример вертикальной камеры пуска шаров, не приспособленной для внутритрубой диагностики

Необходима разработка технических решений для применения современных СОД на ПТ без производства капитальных затрат.

Для решения этой задачи предлагается технология, состоящая из следующих этапов.

1. В начале участка ПТ под углом в $35...45^\circ$ к оси трубопровода приваривается патрубок с запорной арматурой (ЗА).
2. Через ЗА с помощью устройства для врезки отводов производится вырезка в трубопроводе отверстия максимального диаметра.
3. К фланцу ЗА монтируется камера ввода с инжектором и СОД внутри (рис. 2).

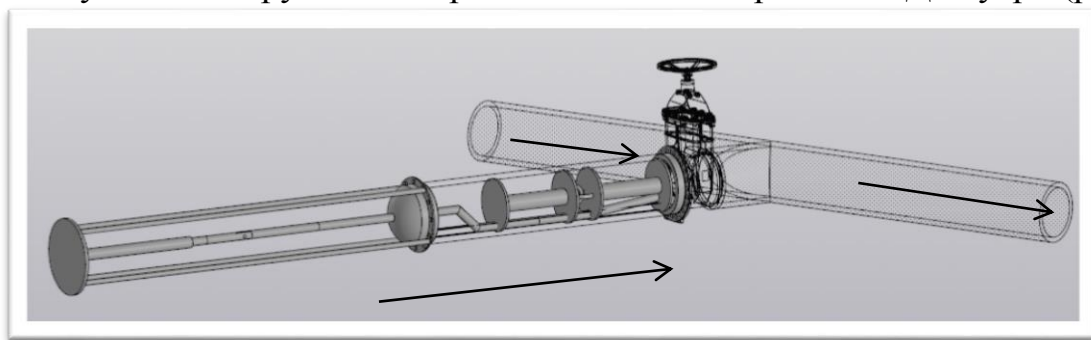


Рисунок 2- СОД вводится в участок ПТ из камеры ввода

4. Под воздействием универсального привода (гидравлического или электрического) СОД проталкивается из камеры ввода в вырезанное отверстие и увлекается потоком нефти.
5. После ухода СОД в ПТ инжектор выводится в камеру ввода, которая демонтируется.
6. Аналогично в конце участка ПТ под углом в $135...145^\circ$ к оси трубопровода также приваривается патрубок с ЗА и производится вырезка отверстия в трубопроводе.
7. К фланцу ЗА монтируется камера извлечения с собранным в ней экстрактором, который под воздействием универсального привода вводится в полость ПТ. Выступающая в трубопровод часть экстрактора выполнена решетчатой и не препятствует транспорту нефти.
8. При подходе к узлу извлечения СОД экстрактором направляется в приваренный отвод и через ЗА выводится в камеру извлечения (рис.3).
9. После закрытия ЗА камера извлечения демонтируется вместе с СОД.

По завершении работ на ПТ в точках ввода и извлечения остаются:

- 1) приваренные к трубопроводу патрубки с ЗА - если в дальнейшем планируются повторные периодические процедуры пропуска СОД, или
- 2) только патрубки (без ЗА), заглушенные по известным технологиям - если в ближайшее время по данному участку не планируется пропуск СОД.

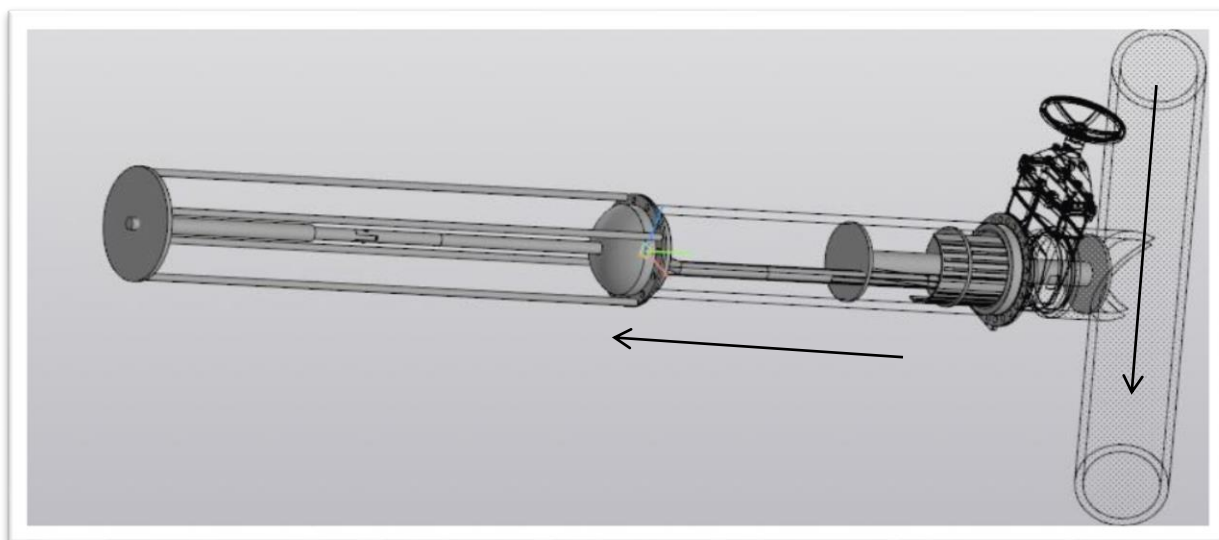


Рисунок 3 - СОД выводится из участка ПТ в камеру извлечения

Таким образом, с применением предлагаемой технологии решается научно-техническая проблема очистки и внутритрубной диагностики ПТ, не оборудованных КППСОД.

Преимущества технологии:

- позволяет внедрение современных методов внутритрубной диагностики ПТ, не оборудованных стационарными КППСОД;
- не требуется капитальных затрат по строительству КППСОД;
- не требуется остановка или изменение технологических режимов перекачки ПТ.

УДК 620.193

РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТЕПЕНИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ

*Г.Г. Попов, В.И. Болобов, И.В. Жуйков, Д.В. Гареев, В.А. Злотин,
СПГУ, г. Санкт-Петербург*

На сегодняшний день большая часть углеводородного сырья транспортируется по трубопроводам. В процессе эксплуатации стальные трубопроводы часто подвергаются коррозионному разрушению, которое может привести не только к нарушению заданного режима потребления сырья, но и к серьезным авариям. В связи с этим, исследования в области коррозионных разрушений и факторов, влияющих на скорость протекания коррозии, являются весьма актуальными.

Согласно классической теории механохимии [1], напряжённно-деформированное состояние металла трубопровода оказывает значимое влияние на интенсивность коррозии. Для оценки степени данного влияния могут быть использованы как расчётные, так и экспериментальные методы.

В ходе выполнения расчётов была преобразована известная формула зависимости скорости коррозии в напряженном и ненапряженном состоянии. В исходном виде, данная формула представлена в статье [2]:

$$v = v_0 \cdot (1 + k_\sigma \cdot \sigma_i) \cdot (1 + k_\varepsilon \cdot \varepsilon_i), \quad (1)$$

где v_0 – скорость коррозии материала трубы в водонефтяной эмульсии в ненапряженном состоянии, мм/год;

k_σ – механохимический параметр, определяемый напряженным состоянием трубопровода, МПа⁻¹;

σ_i – интенсивность напряжений, МПа;

k_ε – механохимический параметр степени деформации металла трубы;

ε_i – интенсивность деформаций.

В исходной формуле (1) интенсивность напряжений σ_i заменена на установленное остаточное напряжение в изогнутой пластине $\sigma_{ост}$ [3], а также за интенсивность деформации ε_i принят коэффициент пластической деформации металла при изгибе пластины из трубопроводной стали $\varepsilon_{ост}$. Механохимические коэффициенты приняты по [3].

В результате преобразований получаем зависимость (2):

$$v = v_0 \cdot (1 + k_\sigma \cdot \sigma_{ост}) \cdot (1 + k_\varepsilon \cdot \varepsilon_{ост}) \quad (2)$$

Для проверки результатов расчёта были проведены эксперименты по методу [4]. В качестве образцов использовались пластины из низкоуглеродистой трубопроводной стали, которые были изогнуты до различной стрелы прогиба $f_{ост}$. Данная операция позволила получить заданный уровень степени остаточной деформации $\varepsilon_{ост}$ и остаточного напряжения $\sigma_{ост}$ в деформированной части пластин.

В условиях экспериментального метода скорость коррозии рассчитывалась по формуле:

$$v = (h/t) \cdot 8760 \text{ [мм/год]}, \quad (3)$$

где h – средняя глубина коррозионного поражения в трех точках деформированного участка, мм;

t – время коррозионного испытания, час;

8760 – число часов в году, час.

Результаты коррозионных испытаний пластин совместно с расчетными данными представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Скорость коррозии v пластин из трубопроводной стали в зависимости от величины остаточного напряжения в металле (3% р-р NaCl, $t = 80$ часов, $T = 343$ К) в сопоставлении с расчетными данными.

$f_{ост}$, мм	$\varepsilon_{ост}$	$\sigma_{ост}$, МПа	v_0 , мм/год	v , мм/год по результатам:	
				эксперимента	расчета
5,37	0,000121	71,2	1,42	1,53	1,62
10,02	0,000251	147,8		1,93	1,84
13,31	0,000452	267,6		2,29	2,18

Результаты исследований показали, что с увеличением стрелы прогиба пластин (и, как следствие, остаточных напряжений $\sigma_{ост}$), скорость коррозии металла напряженно-деформированной зоны повышается: для

возрастания $\sigma_{\text{ост}}$ с 71,2 до 267,6 МПа в 1,5 раза. При этом расчетные значения скорости коррозии v в условиях напряженно-деформированного состояния оказались удовлетворительно сходимы со значениями, полученными в результате эксперимента.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гутман, Э. М. Механохимия металлов и защита от коррозии / Э. М. Гутман. – Москва: Металлургия, 1981. – 270 с.
2. Зайнуллин, Р.С. Кинетика механохимического разрушения и ресурс трубопроводных систем / Р.С. Зайнуллин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2005. – № 65. – С. 44-63.
3. Krivokrysenko, E.A. Use of Magnetic Anisotropy Method for Assessing Residual Stresses in Metal Structures / Krivokrysenko E.A., Popov G.G., Bolobov V.I. and Nikulin V.E. // Key Engineering Materials. – 2020. - Vol. 854. - pp 10-15.
4. Патент №2730102 Российская Федерация, МПК G01N 3/60 (2006/01), G01N 17/02 (2006/01). Способ оценки стойкости трубопроводных сталей к «канавочной» коррозии : № 2019134793 : заявл. 29.10.2019 : опубл. 17.08.2020 / Болобов В.И., Баталов А.П., Кривокрысенко Е.А., Касьянов А.В. ; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 16 с. : ил.

УДК 622.276.8

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО РАСЧЕТА СТРУКТУРЫ И ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

В.А. Самойлов, А.В. Тютяев, СамГТУ, г. Самара.

Введение

Сегодня в нефтегазовой отрасли все больший интерес представляет исследование течений многофазных сред, так как они связаны с огромным количеством практических проблем. На промыслах нефтедобычи всегда имеются течения многофазных потоков. Для оптимизации затрат на трубопроводный транспорт, достижения экономически выгодных условий протекания физических процессов просто необходим расчет многофазных потоков. Благодаря таким подсчетам можно подобрать оптимальные насосы и другое оборудование для подготовки сырой нефти к дальнейшему транспорту.

Двухфазные потоки характеризуются изменением своей структуры течения в зависимости от различных параметров. Основные физические величины, влияющими на форму потока являются: скорость смеси, расход, газосодержание (количество растворенного газа), некоторые физические характеристики газовой и жидкой фаз, диаметр и угол наклона трубопровода. Основные типы течений, встречающиеся на промыслах:

1. Эмульсионная структура – небольшие пузырьки газа в нефти.
2. Пробковая структура – движение больших снарядов газа по размерам соизмеримым с диаметром трубы.
3. Кольцевая – движение газа в виде столба в центре трубопровода, а нефть движется по стенкам в виде кольца.

4. Расслоенная структура – движение газа сверху над нефтью с гладкой или волновой поверхностью. Такой тип встречается только в горизонтальных трубопроводах.

Основная часть

Для предварительного расчета некоторых физических величин пластовой системы, то есть нефти, газа и воды, идущих из пласта, разработан расчетный модуль в Excel на основе корреляций, полученных эмпирическим путем.

Мы предлагаем рассчитывать давление насыщения как функцию от температуры, начального газосодержания пластовой нефти, ее плотности и относительной плотности газа по воздуху.

Диапазоны данной корреляции достаточно широкие, что позволяет ее использовать практически на любой скважине.

Для дальнейшего анализа двухфазного потока определяются такие параметры как: остаточное газосодержание, безразмерные параметры потока, а также их критические значения, при достижении которых происходит смена структуры потока: числа Фруда и Рейнольдса, и величину, определяющую характер потока.

Все параметры определяются на основе эмпирических корреляций, исходными данными для которых являются: относительная плотность нефти и газа, газосодержание нефти, температура и давление на забое скважины, дебит и угол наклона трубопровода.

Определение структуры потока дает нам возможность оценить истинное газосодержание в трубопроводе (отношение площади, занимаемой газом в сечении трубы, к площади, занимаемой нефтью). Данная величина необходима для подбора оборудования для перекачки смеси.

На промыслах чаще всего определяют только приведенную скорость смеси на основе расходного газосодержания, то есть отношения расходов в трубопроводе газа и нефти, однако при рассмотрении трубы, в сечении которой находится одновременного две фазы, нельзя считать полученные данные корректными.

Если мы знаем структуру потока в трубопроводе, то мы можем рассчитать истинное газосодержание, а значит и истинные скорости фаз.

Заключение

На основе эмпирических зависимостей в Excel разработан инженерный модуль для автоматического расчёта PVT -характеристик двухфазной смеси, реологических и гидродинамических параметров многофазных потоков в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных трубах. Расчеты в модуле позволяют произвести оценку нестационарных режимов при различных изменениях входных показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Марон В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах: Учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2012.
- 2.Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды: М.: ФГУП Из-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004 г. , 448 стр.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОМЫСЛАХ

И.В. Соколова, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа

Промысловый нефтепровод – трубопровод, предназначенный для транспорта добываемого сырья от скважины до точек сбора.

Отличительными особенностями промысловых трубопроводов для сбора углеводородного сырья являются относительно небольшая протяженность и диаметр, невысокое эксплуатационное давление, но высокая коррозионная активность транспортируемой среды из-за наличия сероводорода в продукции скважин.

На сегодняшний день основным материалом для сооружения промысловых трубопроводов является сталь. Одним из главных недостатков стальных труб является подверженность коррозии, что влияет на срок службы трубопровода. Фактический максимальный срок службы нефтегазосборных трубопроводов для транспорта продукции нефтяных скважин до центральных пунктов сбора и дожимных насосных станций (выкидные линии, нефтегазо-сборные коллекторы, газопроводы, внутривыскальные трубопроводы), определенный на основе обобщения статистических данных по замене их в процессе эксплуатации в Урало – Поволжском регионе составляет 10 лет [1]. Кроме того, высокая шероховатость внутренней поверхности стенки стальной трубы увеличивает гидравлическое сопротивление потока и затраты энергии на перекачку.

Повышение срока службы и снижение гидравлического сопротивления трубопровода может быть достигнуто применением стеклопластиковых комбинированных труб. Такие трубы состоят из двух слоев: внутреннего герметизирующего (полиэтиленовая оболочка) и наружного силового (стеклопластиковая оболочка) [2].

Преимуществами стеклопластиковых труб (СПТ) являются:

- а) незначительная шероховатость внутренней поверхности стенки труб;
- б) высокая химическая и электрохимическая устойчивость материала (отсутствие коррозии);
- в) применение в широком диапазоне температур;
- г) долгий срок службы (в настоящее время срок службы, установленный отечественными и зарубежными нормативными документами составляет 20 лет, т.к. отсутствуют методики определения остаточного ресурса);
- д) малый вес (примерно в 2,5-3 раза легче стальной трубы);
- е) простая и быстрая прокладка трубопровода и т.д.

К недостаткам стеклопластиковых труб можно отнести низкое значение модуля упругости.

В современных экономических условиях стоимость строительства 1 км трубопровода из СПТ сопоставима со стоимостью строительства трубопровода такой же длины из стальных труб с внутренним полимерным покрытием и наружной изоляцией или находится ниже ее уровня. Однако скорость монтажа

трубопровода из СПТ существенно выше. Например, сварка одного стыка стальных труб с внутренним полимерным покрытием и наружной изоляцией диаметром 219 мм занимает около 40 мин., то сборка одного стыка СПТ диаметром 200 мм занимает всего 12 мин. [3].

Таким образом, стеклопластик может заменить сталь при сооружении трубопроводов на промыслах. Однако широкое внедрение стеклопластиковых труб пока сдерживается недостаточностью нормативной базы для их проектирования и эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов
- 2.Мозговой Н.А. Стеклопластик и особенности его механической обработки / М.В. Доц, А.С. Марков, Н.А. Мозговой // LAP: Москва; 2012. – 108 с.
- 3.Халимов А.Г. Применение стеклопластиковых труб в качестве трубопроводов, в добывающих скважинах и скважинах системы ППД // Инженерная практика. Выпуск №02/2020

УДК 622.751

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СБРОСА ВОДЫ

Е.А. Степанов, В.А. Самойлов, С.В. Силизнёв, Л.А. Шацкая, СамГТУ, г. Самара.

На сегодняшний день в нефтяной отрасли проблема отделения воды от нефти имеет ведущее значение. Промысловые трубопроводные системы перегружены по причине большой обводненности нефти. Содержание большого количества воды приводит к образованию порывов трубопровода, вызванных внутренней коррозией трубы. Остановка перекачки в результате аварии ведет за собой большие экономические потери, связанные с выплатами за ущерб, нанесенный окружающей среде, за потерю нефтепродукта, за рекультивацию загрязненных земель, а также затраты, связанные с восстановлением участка трубопровода. В целях предотвращения аварийных ситуаций используют станции предварительного сброса воды. Для оптимизации работы промысловых трубопроводов необходимо предусмотреть дополнительные установки по отделению воды от нефти в непосредственной близости от скважин. Ввиду актуальности данной проблемы, был проведен сравнительный анализ оборудования для отделения нефти от воды. И сделан вывод о наиболее эффективной и выгодной установке в зависимости от условий ее использования.

Существуют такие способы разделения водонефтяной эмульсии как: механические (фильтрация, центрифугирование, флотация), термические (нагрев в печах), электрические (воздействие электрического поля, обработка в электромагнитных полях), химические (обработка деэмульгаторами) и физические (отстаивание, акустическое воздействие, воздействие магнитного поля). В работе изучалось оборудование для механического разделения водонефтяной эмульсии. Установка должна удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать минимально необходимый расход жидкости для определенного дебита скважин, наилучшую эффективность разделения и остаточное содержание нефти не

более 40 мг/л для того, чтобы использовать данную воды для закачки в пласт и поддержании пластового давления.

В процессе исследования изучались характеристики работы таких установок как: гравитационный сепаратор, концевой делитель фаз, центробежный сепаратор, аппарат обезвоживания нефти БУОН-П, а также трубный делитель фаз.

Трубный делитель фаз (далее ТДФ) – это устройство проточного типа для выделения из добываемой промысловой жидкости «свободной» попутной пластовой воды, эмульсионно не связанной с нефтью. Данная разработка, а также патент на полезную модель, принадлежит доценту кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» СамГТУ Редькину И.И. Промысловые испытания ТДФ были проведены на Сосновском месторождении Самарской области, где он показал хорошие результаты по остаточному содержанию нефти (около 5 мг/л), а также по сбросу воды (около 85 м³/ч). При испытании ТДФ был составной частью УПСВ и работал вкуче с сепаратором (добавление деэмульгатора и отделение газа) и отстойником. В результате испытаний было выявлено, что около 80% от всей сбрасываемой воды на УПСВ приходилось непосредственно на ТДФ, и только 20% на отстойник, что говорит о том, что ТДФ может использоваться при высокой обводненности нефти для уменьшения нагрузки на отстойник. Преимуществом ТДФ является его дешевизна изготовления, простота эксплуатации и небольшие габариты. К недостаткам прототипа можно отнести ограничение возможности его использования на газосодержащих водонефтяных эмульсиях (или газожидкостной смеси - ГЖС), когда газ находится в смеси не только в мелкодисперсном состоянии, но и в виде крупных пузырей. Это приводит к возникновению гидравлического удара на входе в ТДФ и ухудшает качество как нефти, так и воды.

Анализ характеристик концевых делителей фаз, представленных на рынке, показал, что они обеспечивают большую производительность и эффективность разделения (от 1500 до 30000 м³/сут и до 20 мг/л остаточного содержания нефти в воде). Недостатками этого оборудования являются большие конструктивные размеры и высокая стоимость, что не позволяет устанавливать его вблизи скважин.

Использование центробежного сепаратора также невозможно для данных целей из-за его стоимости и сложности в обслуживании.

Аппарат обезвоживания типа БУОН-П для предварительного сброса воды имеет хорошие показатели по производительности, однако не проходит по качеству отделяемой воды, так как в ней содержится до 100 мг/л нефти, что является недопустимым для закачки в пласт и требует дополнительной очистки.

Наилучшими технологическими показателями обладает гравитационный сепаратор. Он обеспечивает необходимый расход по жидкости, остаточное содержание нефти в воде в пределах допустимых значений для закачки в пласт, а также стоимость данного оборудования невелика, что дает возможность устанавливать его в непосредственной близости к скважинам перед общей УПСВ.

Недостаток: большие габариты сепаратора при необходимости перекачки больших объемов.

Рассмотренное в работе оборудование обладает различными техническими характеристиками и областью применения, которое в свою очередь зачастую зависит от обводненности промысловой нефти. Для предварительного сброса воды вблизи скважин для уменьшения затрат на перекачку и уменьшения количества порывов лучше всего подходит гравитационный сепаратор вследствие своей стоимости и качества подготовки воды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нефтегазовые технологии: Сб. трудов международной научно-практической конференции. Том I / - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010-315 с.
2. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации за 2018 год», 5.1.2.2 Загрязнение окружающей среды: добыча и транспортировка нефти и газа / - Москва, 2019.

УДК621.644.07

АНАЛИЗ И СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АВАРИЙНОСТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Р.Р. Хасанов, А.Ф. Низаметдинов, УГНТУ, г. Уфа

Система объектов трубопроводного транспорта углеводородов современной России насчитывает порядка 280 тыс. км магистральных и 450 тыс. км промысловых трубопроводов [1]. Это один из самых высоких показателей в мире по общей протяженности трубопроводов, уступая, разве что, протяженности линейных объектов США.

Важнейшим фактором при эксплуатации такой огромной сети трубопроводов является обеспечение надежной и безопасной их работы. Согласно открытым источникам [2] количество отказов до сих пор остается довольно высоким, хотя данные сильно разнятся в зависимости от вида и назначения трубопровода. Ниже представлены статистические данные по аварийности на промысловых и магистральных трубопроводах, публикуемые в ежегодных отчетах о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации (рисунки 1) [3].

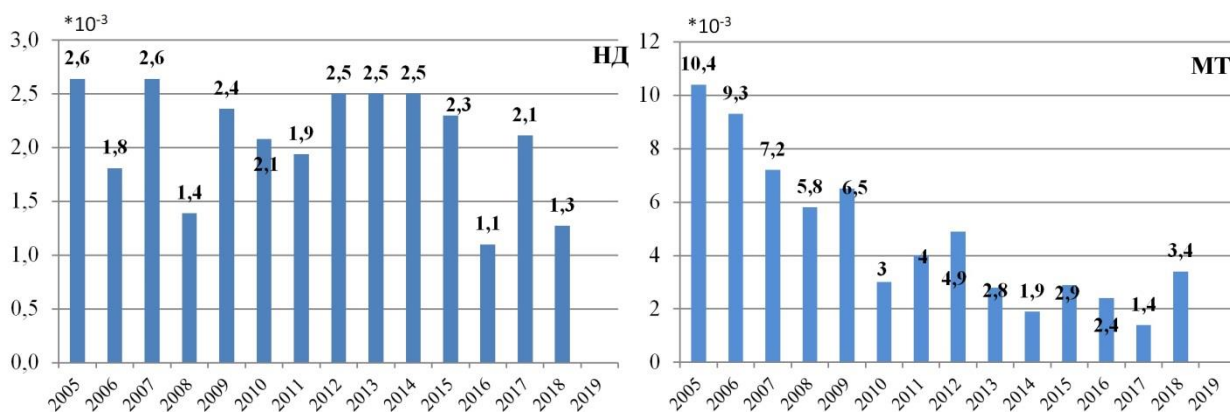


Рисунок 1 – Фоновый риск аварий на промышленных (НД – нефтедобыча) и магистральных трубопроводах (МТ – магистральные трубопроводы):
 $R_A = [\text{к-во аварий за год}] / [\text{к-во ОПО}] \cdot 1000$

При анализе этих данных отмечается практически пятикратное снижение аварийности на магистральных трубопроводах за последние 15 лет, обусловленное ужесточением норм и правил проектирования, усилением строительного контроля, применением более совершенных конструкций труб, технологий их монтажа и диагностики. Естественно эти нововведения присутствуют и в области промышленного транспорта углеводородов, однако такого качественного и количественного снижения аварийности достичь пока не удастся (снижение аварийности за аналогичный период составляет в среднем в два раза). Конечно, нельзя при этом не учитывать специфику работы трубопроводов, влияющую, как следствие, на их средний возраст и техническое состояние. В этой связи примечательно указать количество инцидентов, приходящихся на одну аварию: на магистральных трубопроводах этот показатель равен 7 инцидентам, на промышленных трубопроводах – 318.

Интересным также является распределение аварийности по отраслям среди магистральных трубопроводов (рисунок 2).



Рисунок 2 – Распределение аварийности на магистральных трубопроводах в зависимости от их назначения

Как видно из рисунка большая часть аварий приходится на магистральные газопроводы. Однако интенсивность аварий, выражающаяся в количестве аварий за единицу времени на единицу длины трубопровода, для всех маги-

стральных трубопроводов остается примерно на одном уровне ($3,0 \cdot 10^{-2} \dots 4,0 \cdot 10^{-2}$ 1/год на 1000 км).

За последние 5 лет основной причиной аварий на магистральных газопроводах (84%) остается коррозия (стресс-коррозия), на магистральных нефтепроводах (85%) – «человеческий фактор» в различных его проявлениях (механическое воздействие, брак строительства, нарушение порядка проведения опасных работ и т.д.). На промышленных трубопроводах более 95% всех аварий приходится на долю коррозионных дефектов (92,2% – внутренний коррозионно-эрозионный износ, 3,1% – внешняя коррозия) [4].

Статистические данные в очередной раз доказывают, что, не смотря на явные успехи в борьбе с отказами на объектах трубопроводного транспорта, остаются проблемы, которые требуют к себе пристального внимания и поиска новых путей их решения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аварийно-восстановительные работы на линейной части магистральных трубопроводов: учеб. пособие / Ф.М. Мустафин, Р.Р. Хасанов, А.С. Собачкин, Х.А. Азметов. – 2017. – 196 с.
2. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В., Самусева Е.А. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – №7. – С. 16-22.
3. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/, свободный – (14.11.2020).
4. Мамонтов А.А., Смычѣк М.А. Статистический анализ причин возникновения утечек на промышленных трубопроводах // Российско-китайский научный журнал «Содружество». – 2018. – № 23. – С. 26-29.

УДК 627.372

ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД С ИСКУССТВЕННЫМ ТЕЧЕНИЕМ

Д.Р. Шамсутдинов, УГНТУ, г. Уфа

Для изучения процессов истечения и разлива нефти, исследования нагрузок, действующих на боновое заграждение, и проведения экспериментов был разработан лабораторный стенд с искусственным течением (ЛСИТ). Данный стенд включает в себя много элементов, каждый из которых выполняет определенные функции.

Основным элементом конструкции является ванна (рисунок 1). Она представляет собой емкость, которая предназначена для набора и хранения оборотной воды. Внутри ванны находятся перегородки, с помощью которых производится регулирование ширины течения водотока.

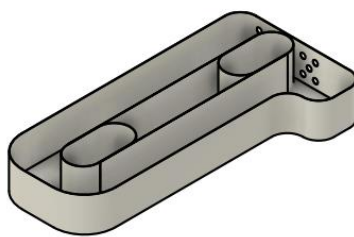


Рисунок 1 – Ванна ЛСИТ

Циркуляция воды обеспечивается с помощью центробежных насосов. Они находятся с короткой стороны ванны и служат для создания потока вдоль длинных бортов. Также насосная обвязка включает в себя шаровые краны, подводящие и сливные трубопроводы.

На дне ванны находится трубопровод с узлом сквозных дефектов (рисунок 2) для моделирования утечки продукта. Данная система состоит из трубопровода и катушки с дефектами. Изменение вида и размера дефекта производится перемещением катушки вдоль трубопровода. Продукт в этот трубопровод поступает из емкости для сбора и хранения имитационной жидкости.

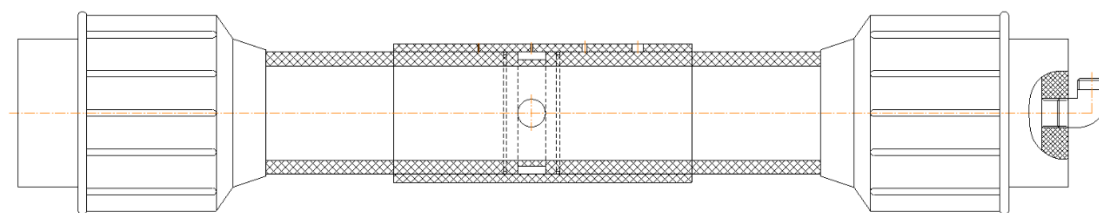
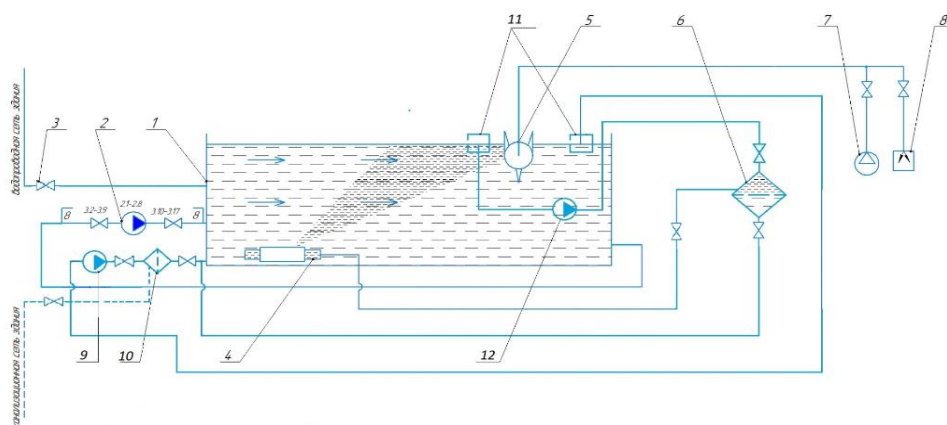


Рисунок 2 – Трубопровод с узлом сквозных дефектов

Также в системе ЛСИТ (рисунок 3) имеются компрессор и воздушно-вакуумный насос. Компрессор необходим для создания избыточного давления в емкости для сбора и хранения имитационной жидкости и обеспечения ее истечения через трубопровод с узлом сквозных дефектов. Также компрессор должен приводить боновое заграждение в рабочее положение.

Воздушно-вакуумный насос предназначен для откачки утечки в емкость и приведения бонового заграждения в положение ожидания.



1 – ванна; 2 – циркуляционный насос; 3 – шаровый кран; 4 – трубопровод с узлом сквозных дефектов; 5 – боновое заграждение; 6 – емкость для сбора и хранения утечки; 7 – компрессор; 8 – воздушно-вакуумный насос; 9 – дренажный насос; 10 – фильтр;

11 – скиммер; 12 – насос погружной

Рисунок 3 – Принципиальная схема ЛСИТ

Боновое заграждение (рисунок 4) в данном стенде состоит из трубопровода, один конец которой соединен с компрессором и воздушно-вакуумным насосом, другой конец сообщается с водой. Внутри трубопровода находятся два соединенных между собой поршня. Компрессор и насос закачивая или откачивая воздух передвигают поршни, тем самым погружают трубопровод или поднимают его на поверхность воды.

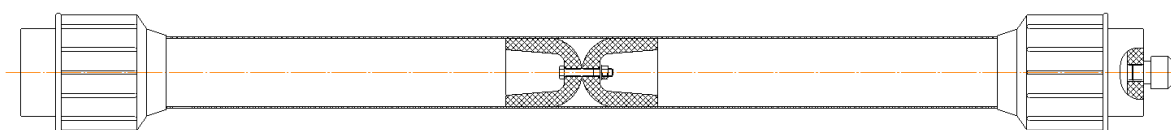


Рисунок 4 – Боновое заграждение

Установка ЛСИТ должна быть применима для моделирования водотоков и утечек нефти и нефтепродуктов из трубопроводов, находящихся под давлением, при разработке методов и средств локализации и сбора разливов и утечек, а также в учебном процессе для проведения лабораторных работ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боновое заграждение переменной плавучести [Текст]: пат. 2599560 Рос. Федерация: МПК E02B 15/00.

УДК 622.692

ВЛИЯНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ

Л.А. Шацкая, А.А. Кичигина, Н.Е. Кочетков, СамГТУ, г. Самара

Нефтегазодобывающая отрасль занимает ведущее место в экономике Российской Федерации, и темпы добычи нефти растут с каждым годом. Так с 2010 по 2019 года объемы добываемой нефти выросли с 505,2 [1] до 560,2 [2] млн. тонн в год, что соответствует приросту на 10,89 %.

Основные экологические проблемы, возникающие при добыче нефти, связаны с возникновением аварийных ситуаций при эксплуатации промышленных трубопроводов, сопровождающихся выбросом значительного количества загрязняющих веществ в окружающую среду.

За период 2011-2018 гг. наблюдается устойчивая тенденция снижения числа порывов нефтепроводов на предприятиях топливно-энергетического комплекса. Тем не менее, в 2018 г. порывы промышленных трубопроводов, как и в предыдущие годы, составили более половины (60 %) от общего количества порывов трубопроводов. Согласно Государственному докладу «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году» [1], в 2017-2018 гг. произошло 6482 случая загрязнения. Объем поступивших в окружающую среду нефти и нефтепродуктов составил 21493,7 м³, а общая площадь загрязнения – 6398 га или 64 км².

По данным Ростехнадзора [4], с начала 2017 по конец 2018 г., на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 25 крупных аварий, суммарный экономический ущерб от которых составил 1,467 млрд. руб.

Согласно анализу результатов исследования причин аварий на промышленных трубопроводах [5], основная доля аварий (91%), сопровождающихся разливом нефти и нефтепродуктов, связана с внутренней коррозией металла труб.

Главной причиной внутритрубной коррозии является высокая обводненность скважинной продукции. Химический состав пластовой воды делает ее хорошим электролитом для протекания реакций окисления металла труб с образованием очагов внутритрубной коррозии. Попутно с коррозионным износом идет эрозионное разрушение за счет механических примесей, движущихся в потоке и истирающих внутреннюю поверхность труб.

Для выявления зависимости между обводненностью скважинной продукции и давлением в трубопроводе были произведены гидравлические расчеты выкидного трубопровода диаметром 89х5 мм при различных значениях обводненности скважинной продукции.

По полученным данным можно сделать вывод о том, что, по мере приближения процентного содержания воды в нефти к критическому, наблюдается рост давления в трубопроводе, а при переходе значения обводненности через точку инверсии, происходит резкое снижение давления.

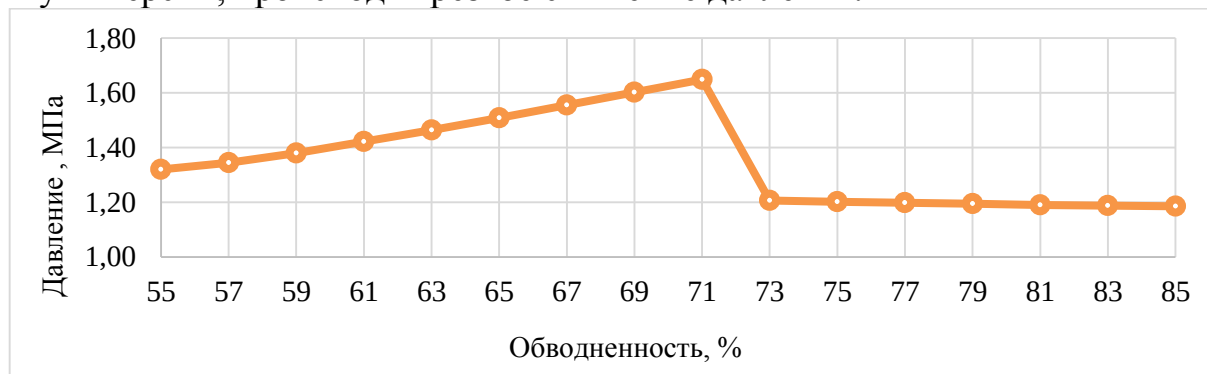


Рисунок 1 - Зависимость давления в трубопроводе от обводненности перекачиваемого продукта

Для большинства нефтей значение критической обводненности находится в пределах 65-75%. Трубопроводы, эксплуатируемые при обводненности вблизи критических значений, но не проходящих точку инверсии, испытывают дополнительные нагрузки под действием большего давления. Это значительно увеличивает риски возникновения порывов труб с последующим разливом продукции и загрязнением почвы. Дальнейшее увеличение обводненности снижает давление в трубе, но увеличивает коррозионную и эрозионную активность за счет повышения концентрации примесей и ионов металлов в пластовой воде.

Высокая обводненность скважинной продукции не только увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций с попаданием в окружающую среду загрязняющих веществ из-за высокой коррозионной активности, но и влияет на увеличение операционных затрат и энергопотребления за счет транспортировки скважинной продукции до установок по подготовке нефти (УПН) и установок предварительного сброса воды (УПСВ) и повторной транспортировки отделенной воды обратно к нагнетательным скважинам.

В качестве способов решения данной проблемы стоит выделить установку блоков очистки и предварительного сброса воды непосредственно на кустах скважин или на небольшом расстоянии от них. Данное решение не только снижает затраты на транспорт воды, но и уменьшает эрозионный износ труб за счет уменьшения концентрации механических примесей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году», Москва, 2019.
2. Министерство энергетики Российской Федерации // Статистика по добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 01.01.2019 – 31.12.2019 [Электронный ресурс] // URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения: 08.11.2020).
3. Федеральная служба государственной статистики // Технологическое развитие отраслей экономики. Показатели энергоэффективности. Себестоимость добычи нефти // URL: <https://gks.ru/folder/11189> (дата обращения: 08.02.2020).
4. Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору // Сведения об авариях на поднадзорных объектах [Электронный ресурс] // URL: http://gosnadzor.gov.ru/opendata/7709561778-avarii/index_od.php (дата обращения: 06.11.2020).
5. Мамонтов А.А., Смышлёк М.А., Статистический анализ причин возникновения утечек на промысловых нефтепроводах: Российско-китайский научный журнал «Содружество», 2018. 28 с.

УДК 621.644:681.5

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИНАМИЧЕСКОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

*Т.А. Сатаева, А.К. Сахибгареев, Г.Ф. Сайфуллина, П.В. Виноградов,
ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа*

Одной из задач эксплуатации промысловых нефтепроводов является своевременное обнаружение несанкционированных врезок и утечек, предот-

вращение хищений нефти из трубопроводов с целью снижения последствий в виде загрязнения окружающей среды и экономических потерь.

На этапе выбора оптимальных решений по оснащению трубопроводов системой обнаружения несанкционированных врезок возникает проблема технико-экономического обоснования применения того или иного метода обнаружения несанкционированных врезок исходя из заявленных характеристик систем, условий эксплуатации трубопровода, требуемой инфраструктуры, затрат на реализацию.

Производители систем обнаружения врезок указывают рекомендуемые параметры эксплуатации, к которым относятся только магистральные трубопроводы товарной нефти, поэтому для обнаружения врезок на промысловых трубопроводах необходимо провести оценку применимости и технологической эффективности методов обнаружения врезок и указать рекомендации по применению данных систем [1, 2].

В связи с отсутствием методик пересчета характеристик существующих методов обнаружения врезок проведен анализ и динамическое моделирование методов, для создания матрицы применимости.

Для моделирования метода «волна давления» разработана гидравлическая модель, при помощи которой моделировались реальные условия эксплуатации при открытии врезки. На основе изменения давления при открытии врезки, регистрировали волну давления в точках установки датчиков, на основании которых определялось критическое время обнаружения волны и в зависимости от чувствительности датчиков определялось максимальное расстояние между ними.

Моделирование фиксации акустических волн производилось следующим образом:

- определялись параметры акустического сигнала;
- рассчитывался коэффициент затухания;
- определялось расстояние соответствующие минимальному порогу чувствительности гидрофонов, т.е. расстояние между датчиками

Для моделирования физического принципа работы методов обнаружения врезок разработаны перечни вариантов с учетом различных условий и режимов эксплуатации: протяженность трубопроводного участка, типоразмер трубопровода, обводненность, газовый фактор, скорость потока, различные эквивалентные диаметры врезок, различное расположение точек врезок.

На основании полученных данных проведена оценка и разработана матрица применимости методов обнаружения несанкционированных врезок в трубопроводы, которая позволяет подобрать оптимальный метод обнаружения несанкционированных врезок и утечек [3].

Разработанная матрица применимости существующих методов обнаружения несанкционированных врезок охватывает широкий диапазон условий работы трубопроводов и позволяет подбирать технологии с учетом существующей инфраструктуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Латышев Л.Н., Насырова З.Р. Система обнаружения несанкционированных врезок в магистральный нефтепровод – Нефтегазовое дело, 2006, 10 с.
- 2.Официальный сайт компании «PSI» – <http://www.psioilandgas.com>
- 3.Шестаков Р.А., Комаров Д.Н., Филиппов С.А. Анализ нормативных методов обнаружения утечек и пути их совершенствования // Промышленная и экологическая безопасность. 2015- №3- С47-49.

СОДЕРЖАНИЕ

ТАЛАНТЛИВЫЙ УЧЕНЫЙ И ПЕДАГОГ

А.М. Шаммазов ¹ , А.А. Коршак ² , С.М. Султанмагомедов ¹ , ¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, ² НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....	5
ТВОРЧЕСКИЙ ТРУД – НЕИЗГЛАДИМЫЙ СЛЕД В ЖИЗНИ	
Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа.....	14

СЕКЦИЯ

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1. СОВМЕЩЁННЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ЛУПИНГОМ И ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА	
Э.И. Ахметгареева, Н.Г. Коноплёв, УГНТУ, г. Уфа.....	19
2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ИНЖИНИРИНГА В РОССИИ И ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАНАХ	
А.Р. Бахтизина, С.А. Кесаев, С.В. Малинин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....	20
3. ГИБРИДНЫЕ ГАЗОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАГИСТРАЛИ НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА СВЕРХПРОВОДИМОСТИ В КРИОГЕННЫХ УСЛОВИЯХ	
Л.Р. Башарова, Н.Ю. Дудников, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа.....	22
4. НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОРГАНИЗАЦИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	
С.В. Бословяк, УО «ПГУ», г. Новополоцк, Беларусь.....	23
5. РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБОПРОВОДА ПО МИНИМАЛЬНОЙ ВЕРОЯТНОЙ ТОЛЩИНЕ СТЕНКИ ТРУБЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ	
Б.Р. Валитов, А.И. Кулешов, Р.Ф. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа.....	25
6. ОТНОШЕНИЯ СУБЪЕКТОВ ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ВНЕШНЕМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ТРУБОПРОВОДУ	
А.Н. Воронин, В.К. Липский, УО «ПГУ», г. Новополоцк.....	27
7. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА КОНДЕНСАТА В ПОЛОСТИ АТМОСФЕРНОЙ КАМЕРЫ	
Р.Р. Габдинуров, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа.....	29
8. РАССТАНОВКА КОЛЕЦ ЖЕСТКОСТИ НА СТЕНКЕ РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ РАВЕНСТВА РЕДУЦИРОВАННЫХ ВЫСОТ МЕЖДУ НИМИ	
Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....	30
9. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДИНАМИЧНОСТИ РЕЗЕРВУАРА ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ	
Э.Ш. Гайсин, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа.....	33
10. МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	
И.И. Ганиева, Н.Г. Коноплёв, УГНТУ, г. Уфа.....	35
11. ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА	
А.А. Гарифуллин, УГНТУ, г. Уфа, Т.Р. Кускильдін, ПАО «Газпром Газораспределение Уфа».....	36
12. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ С ОТВОДАМИ	
А.И. Гольянов ¹ , С.Е. Кутуков ¹ , О.В. Четверткова ¹ , А.А. Гольянов ² ¹ НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа; ² ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....	37
13. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАПЕЦЕИДАЛЬНОГО ТЕРМОКОМПЕНСАЦИОННОГО БЛОКА В КОМПЛЕКСЕ ANSYS CFX	
А.И. Давлетбаев, Т. В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа.....	42
14. НЕЧЕТКИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ОСУШКИ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА	
Ж.А. Даев, Баишев Университет, г. Актобе, Казахстан, Б.А. Токсанбаева, ОГУ, г. Оренбург.....	43
15. ПРИМЕНЕНИЕ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ПОДАЧИ ГАЗА НА ВЫХОДЕ ГРС	
Ж.А. Даев, Баишев Университет, г. Актобе, Казахстан, Г.Е. Шопанова, ОГУ, г. Оренбург.....	45
16. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
Е.А. Епишкин, Г.М. Орлова, СамГТУ, г. Самара.....	47
17. О ЯВНОЙ ФОРМЕ ЗАПИСИ ЗАВИСИМОСТЕЙ С ЛОГАРИФМИЧЕСКОЙ ТРАНС-	

ЦЕНДЕНТНОСТЬЮ ДЛЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ	
<i>В. В. Жолобов, Р.Ф. Талипов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>	49
18.ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ СЛАБОРАЗВИВАЮЩИХСЯ УТЕЧЕК ИЗ НАПОРНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ МЕЖДУ ЦЕХАМИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ	
<i>Э.И. Изликов, УГНТУ, г. Уфа</i>	51
19.МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ И НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ОБРАЗОВАНИИ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ В ПК ANSYS	
<i>Е.К. Исупов, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	54
20.АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ	
<i>Е.В. Исупова, Е.Е. Яворская, УГТУ, г. Ухта</i>	55
21.ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМ И УСТРОЙСТВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАКОПЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>И.Ф. Исхаков, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>	57
22.ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
<i>А.Р. Каримова, Р.Ф. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа</i>	58
23.ИЗМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ТУРБУЛЕНТНОМ ТЕЧЕНИИ С ПОДКЛЮЧЕННЫМ ЛУПИНГОМ	
<i>Ф.А. Карпов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>	59
24.СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ГРУНТА НА ОПОРНЫЕ СВАИ ТРУБОПРОВОДА В РАЙОНАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	
<i>А.Д. Картошкин, Е.А. Ревунов, Ю.В. Великанова, Самарский государственный технический университет, г. Самара</i>	61
25. МАСШТАБИРОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА УТЕЧЕК МЕТАНА	
<i>С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	62
26. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ	
<i>Е.С. Ковалев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>	63
27. ПРИНЦИПЫ СТРУКТУРИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ АСПЕКТОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	
<i>Ю.В. Колотилов, В.А. Короленок, А.Ю. Плотников, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	65
28. МОДЕЛЬ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ ЖИДКОСТИ, СВЯЗАННОЙ С ВИХРЕОБРАЗОВАНИЕМ	
<i>Н.Г. Коноплёв, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>	67
29. ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
<i>А.М. Короленок, П.Н. Ленский, А.А. Качанович, В.В. Казак, РГУНГ им. И.М. Губкина, г. Москва</i>	69
30. ИЗМЕНЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ПАРОВ НЕФТИ И БЕНЗИНА ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ УСТАНОВОК РЕКУПЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ	
<i>А.А. Коршак, Ан.А. Коршак, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>	71
31. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ БЕНЗИНА ПРИ ЗАПОЛНЕНИИ ТОПЛИВНЫХ БАКОВ АВТОМОБИЛЕЙ	
<i>А.А. Коршак, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>	72
32. ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ВВЕДЕНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОДЕ	
<i>П.А. Кузьмин, Чэнь Ян, УГНТУ, г. Уфа</i>	74
33. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>А.И. Кулешов, Б.Р. Валитов, Р.Ф. Зарипов, УГНТУ, г. Уфа</i>	76
34. УСТРОЙСТВО РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ СНАРЯДОВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>Р.Н. Кунафин, ЦСТС УГНТУ, г. Уфа</i>	76
35. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	
<i>И.И. Латыпова, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>	79
36. РЕАЛИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ	
<i>В.Г. Лим, Ш.К. Шейхгасанов, А.А. Ковалев, АГТУ, г. Астрахань</i>	81

37. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА	
<i>Е.А. Локишина, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа</i>	83
38. АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК И АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ	
<i>К.А. Мингазева, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа</i>	84
39. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ С ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ	
<i>М.М. Михеев, АО «Транснефть-Север», г. Ухта, Д.М. Михеев, В.О. Некучаев, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта,</i>	85
40. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ С ПОМОЩЬЮ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ИСЧИСЛЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА	
<i>Т.А. Моисеенко, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>	87
41. СБОР И ОБРАБОТКА ДАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Г.М. Орлова, Д.Н. Пехтерев, СамГТУ, г. Самара</i>	88
42. ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ	
<i>П.К. Пестов, А.А. Муллаянова, УГНТУ, г. Уфа</i>	90
43. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТИ ПО «ГОРЯЧЕМУ» НЕФТЕПРОВОДУ	
<i>К.И. Плотникова, Е.Н. Кныш, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>	92
44. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДИФфуЗИИ НЕФТЯНЫХ ПАРОВ ПРИ ПОГРУЗКЕ СУДОВ ТАНКЕРНОГО ФЛОТА	
<i>В.В. Пиенин, А.В. Борисов, С.О. Меньшиков, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>	93
45. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>М.С. Рагимова, Г.И. Намазова, Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности</i>	94
46. ПРИМЕНЕНИЕ ФЕРРОМАГНИТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ-ПРОДУКТОПРОВОДОВ	
<i>А.Д. Сагадеева, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа</i>	96
47. ПРОБЛЕМЫ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПРИ КОММЕРЧЕСКОМ УЧЕТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	
<i>Л.М. Саитова, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>	98
48. СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ГИДРАТОВ	
<i>Р.В. Сакаев, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	99
49. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Г.Х. Самигуллин, ФГБОУ ВО Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, г. Санкт-Петербург</i>	101
50. АУДИТ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ)	
<i>А.В. Солодовников, УГНТУ, г. Уфа, А.Н. Махнёва, ТИУ, г. Тюмень</i>	103
51. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ, ОБРАБОТАННОЙ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ, ПОСЛЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСЛОВИЙ ПРОХОЖДЕНИЯ НЕФТИ ЧЕРЕЗ НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ	
<i>Б.К. Саяхов¹, Г.А. Габсаттарова², Л.Б. Боранбаева², М.Н. Насибулин², Ж.К. Наурузбеков²</i>	
<i>¹ АО «КазТрансОйл», г. Нур-Султан, ² Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы</i>	105
52. МЕТОДЫ ПОВЕРКИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>М.Н. Сорокина, Л.А. Утриков, СамГТУ, г. Самара</i>	107
53. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СМЕСИ НЕФТЕЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ	
<i>Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа</i>	109
54. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ДИНАМИЧЕСКОГО КОМПАУНДИРОВАНИЯ НЕФТЕЙ	
<i>Д.А. Соснин, УГНТУ, г. Уфа</i>	111

55. ВЛИЯНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ХРАНЕНИЯ СМЕСЕВЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ТОПЛИВ НА ПРОЯВЛЕНИЕ НЕСОВМЕСТИМОСТИ	
<i>Р.Р. Султанбеков, А.М. Щипачев, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.....</i>	113
56. РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ И КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОКЛАДКЕ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
<i>Т.С. Султанмагомедов, Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	115
57. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫМИ ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМ	
<i>Р.З. Сунагатуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	117
58. ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НАКОПЛЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМОВ	
<i>А.С. Тараканов, СамГТУ, г. Самара.....</i>	118
59. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ И СТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>А.Р. Урманова, Т.С. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	120
60. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО НАГРЕВА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ	
<i>И.И. Фаттахов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	121
61. ДИАГНОСТИКА ПОДШИПНИКОВ ПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ АНАЛИЗА ТЕНЗОМЕТРИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ	
<i>Б.Г. Харрасов, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	123
62. О ПОЛНОЙ ФОРМЕ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ КРИВОЙ И АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ	
<i>Б.Г. Харрасов, Д.П. Десяткин, Р.Р. Таибулатов, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	125
63. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТНОЙ ОЦЕНКИ КРИТИЧЕСКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ИНТЕНСИВНОСТИ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ	
<i>Д.Р. Хайруллина, Л.В. Хайбуллина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	126
64. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТНЫХ ВИБРАЦИЙ НА ОБВЯЗКУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ	
<i>Р.Р. Хайруллина, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	127
65. ВОПРОСЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА	
<i>Р.Р. Фарухшина, Н.М. Дарсалия, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	128
66. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РОССИЙСКИХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В КОНТЕКСТЕ МИРОВЫХ ТЕНДЕНЦИЙ	
<i>И.И. Хасанов, Т.Д. Гильмутдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	129
67. КИНЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РОСТА ТОЛЩИНЫ СЛОЯ ОТЛОЖЕНИЙ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА ПРИМЕРЕ НЕФТИ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ	
<i>И.И. Хасбиуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>	131
68. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОЧИСТКИ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ	
<i>Р.А. Хураמיшина, А.Р. Валеев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	133
69. ПОДВОДНОЕ ХРАНИЛИЩЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА	
<i>Р.Р. Хусаинов, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	135
70. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ 3S-СЕПАРАТОРА ПРИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ	
<i>А.И. Чернова, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	137
71. АНАЛИЗ МЕТОДИК МАСШТАБИРОВАНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ВВЕДЕНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОД	
<i>Чэнь Ян, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	139
72. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ УТЕЧЕК: ИННОВАЦИИ И ЭКОНОМИКА	
<i>Е.В. Щурова, ПАО «Транснефть», г. Москва.....</i>	141

СЕКЦИЯ

«СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1. ПРОБЛЕМА ОСАЖЕНИЯ АСПО НА ВНУТРЕННИЕ СТЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Д.А. Абдуллина, И.Р. Фархетдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	144
2. УТИЛИЗАЦИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ	
<i>М.Т. Айткулов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	146
3. СООРУЖЕНИЕ АМБАРОВ ДЛЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ	
<i>М.Т. Айткулов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	148
4. АНАЛИЗ ПРОЧНОСТНОГО РАСЧЕТА ЗИГЗАГООБРАЗНОЙ ПРОКЛАДКИ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА	
<i>В.В. Акчермушев, Д.А. Жигулин, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	149
5. РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ МОБИЛЬНОЙ АЗОТНОЙ СТАНЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ	
<i>Д. В. Алешкин, И. Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	151
6. ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ МЕХАНИЧЕСКОГО И МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ	
<i>Р.Г. Аскаров, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	151
7. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО МАТЕРИАЛА АСЗ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ	
<i>М.А. Асылбеков, Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	152
8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ	
<i>Д.А. Ахмадыльшин, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	154
9. ИННОВАЦИОННАЯ СБОРОЧНАЯ ЛИНИЯ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	
<i>А.М. Ахмедов, ФГБОУ ВО «ВолгГТУ», г. Волгоград.....</i>	156
10. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕТРИИ ТРУБ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОТРЕМОНТИРОВАННЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ	
<i>Е.Ю. Бакина, А.С. Попков, А.М. Щипачев, СПГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>	158
11. ОПТИМАЛЬНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>З.А. Бешерян, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	160
12. НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫХ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ СИЛ ТРЕНИЯ НА ОПОРАХ	
<i>З.А. Бешерян, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	162
13. ВЛИЯНИЕ ПЕРИФЕРИЙНОГО УПЛОТНЕНИЯ НА ПОТЕРИ ОТ СМАЧИВАНИЯ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА	
<i>Р.З. Гадельшин, М.В. Мумриков, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>	164
14. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНОГО ОБРАЗЦА НА РАСТЯЖЕНИЕ ПРИ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ	
<i>А. А. Гарифуллин, М.А. Фассахов, А.Д. Воронцов, А.С. Глазков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	165
15. АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ КРЕПЛЕНИЯ ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ГОЛОВКИ В ПАТРУБКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>А.А. Гашенко, А.А. Леценко, А.В. Трушкин, СамГТУ, Самара.....</i>	166
16. УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПЕРЕКРЫТИЯ ПАТРУБКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>А.А. Гашенко, А.А. Леценко, Ю.А. Никифоров, СамГТУ, Самара.....</i>	167
17. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
<i>Д.А. Гулин, Т.Р. Насибуллин, Б.Р. Шайбаков, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	168
18. СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДСТВА, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ	
<i>М.Э. Дусалимов, Д.А. Гулин, К.В. Кожеева, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	169
19. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ T.D. WILLIAMSON ПРИ ЗАМЕНЕ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ	
<i>Р.И. Зиятдинов, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	170

20. УЧЕТ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Д.М. Имамутдинов, УГНТУ, г. Уфа, М.З. Ямилов, УГНТУ, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>	172
21. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТАЦИОНАРНОЙ КРЫШИ С ЛЕГКОСБРАСЫВАЕМОМ НАСТИЛОМ ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>И.Р. Каримов, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	174
22. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ В СЕВЕРНЫХ МОРЯХ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОУСТАНОВКИ ДЛЯ РАЗМЫВА ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА	
<i>В.А. Капорская, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	176
23. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕБРИСТО-КОЛЬЦЕВОЙ КУПОЛЬНОЙ КРЫШИ ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА ОБЪЕМОМ 50 000 м³ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СПГ	
<i>А.В. Кардапольцев, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	178
24. ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>К.Е. Карпова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	180
25. К ВОПРОСУ О СНИЖЕНИИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ	
<i>П.В. Кузнецов, В.А. Кузнецов, ООО «Автосеть РБ», г. Уфа.....</i>	182
26. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	
<i>В.А. Лобанов, Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	184
27. ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С ОТКЛОНЕНИЯМИ СТЕНКИ ОТ ВЕРТИКАЛИ	
<i>И.Э. Лукьянова, УГНТУ, В.А. Михайлова, УГАТУ, г. Уфа.....</i>	185
28. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ	
<i>Р.Э. Мамедов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	187
29. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАВОДСКОГО ЭПОКСИДНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ	
<i>Р.И. Мирсаяпова, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	188
30. О ЗАЩИТЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ	
<i>Р.Ф. Муллаярова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	190
31. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА, ПОДВЕРЖЕННОГО ДЕЙСТВИЮ СИЛ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ, С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS WORKBENCH	
<i>М.А. Паршикова, Э.В. Файзуллина, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	191
32. АНАЛИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДА МЕТОДОМ БАНДАЖИРОВАНИЯ	
<i>Р.А. Рамазанов, И.Ф. Кантемиров, Д.А. Гулин, И.Ф. Махмудова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	193
33. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА С НАНЕСЕННЫМ УСИЛИВАЮЩИМ БАНДАЖОМ	
<i>Р.А. Рамазанов, И.Ф. Кантемиров, Д.А. Гулин, И.Ф. Махмудова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	195
34. ОБ АКТУАЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА С УЧЕТОМ УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ МЕТАЛЛА	
<i>Р.И. Сайфуллина, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	196
35. СКРЕБКОВОЕ УСТРОЙСТВО УПЛОТНЯЮЩЕГО ЗАТВОРА ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>Г.Р. Саматова, М.Э. Дусалимов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	198
36. НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА, ПРОКЛАДЫВАЕМОГО В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ	
<i>И.Д. Скобцов, С.К. Рафиков, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	199
37. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ РЕЗЕРВУАРА	
<i>С.В. Соя, Н.К. Габдуллин, Н.И. Еремеева, Р.З. Гадельшин, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>	201

38. КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Е.И. Супранёнок, ООО «Нефтегазкомплектмонтаж», г. Санкт-Петербург, А.Г. Кульбей, УО «ПГУ», г. Новополоцк, Республика Беларусь</i>	202
39. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ СЛОЖНОЙ ТОПОГРАФИИ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ УГЛЕРОДИСТЫХ И НИЗКОЛЕГИРОВАННЫХ СТАЛЕЙ	
<i>Е.А. Тигулев, М.З. Ямилев, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», УГНТУ, г. Уфа</i>	203
40. ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ МЕТОДОМ ИСКУССТВЕННОГО ЗАМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТА	
<i>Т.А. Тимеркаев, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	205
41. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНОГО ПАТРУБКА В ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА	
<i>А.Ю. Хаев, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа</i>	207
42. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕРОБЕТОНА ДЛЯ БЕТОНИРОВАНИЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>М. Б. Ханов, Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа</i>	208
43. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ УКЛАДКЕ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОПРОВОДА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2»	
<i>А.И. Чернова, Д.А. Гулин, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	210
44. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ДЕЙСТВИЯ ПРОДОЛЬНОГО СЖИМАЮЩЕГО УСИЛИЯ	
<i>Б.Р. Шайбаков, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа</i>	212
45. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТОЧЕЧНО ЗАКРЕПЛЕННОГО ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ	
<i>Х.Ш. Шамилов, УГНТУ, г. Уфа</i>	213
46. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ПУЧИНИСТЫМИ ГРУНТАМИ	
<i>Э.И. Шарипова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	215
47. СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	
<i>Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа, Р.Р. Абдрахманов, ООО ПФ «Уралтрубопровод-стройпроект», г. Уфа</i>	217
48. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИЗГОТОВЛЕНИЯ СФЕРИЧЕСКОЙ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО С ПРИМЕНЕНИЕМ СВАРНОЙ БАЛКИ	
<i>Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа, Н.А. Мавлиханов, ОСП «Уфимский завод металлических конструкций «Востокнефтезаводмонтаж», г. Уфа</i>	220
49. ПРОВЕДЕНИЕ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ С ПОМОЩЬЮ СКАНЕРА-ДЕФЕКТОСКОПА A2072 INTROSCAN	
<i>Д.А. Шкапенко, Т.Р. Насибуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	223
50. КОНСТРУИРОВАНИЕ И КОМПОНОВКА УСПОКОИТЕЛЕЙ АЛЮМИНИЕВОГО ПОНТОНА ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	
<i>И.Н. Якишибаев, И.Э. Лукьянова, А.Н. Якишибаев, УГНТУ, г. Уфа</i>	224

СЕКЦИЯ

«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»

1 ЭНЕРГИЯ И БИОТОПЛИВО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
<i>А.И. Байрамгулов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	227
2 ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭТАНОПРОВОДОВ	
<i>И.Р. Байков, С.В. Китаев, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа</i>	228
3 СВЯЗЬ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ РАБОТЫ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ	
<i>Е.В. Бурдыгина, А.Ю. Трофимов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	230
4 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА	
<i>Г.Д. Васильев, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	231

5. ТВЕРДОТОПЛИВНЫЙ КОТЕЛ ПИРОЛИЗНОГО ГОРЕНИЯ	
<i>С.С. Габбасов, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа</i>	232
6. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ ЗА СЧЕТ УЛУЧШЕНИЯ ВАКУУМА В КОНДЕНСАТОРЕ	
<i>А.Р. Галимов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	235
7. БИОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ОТХОДОВ ЖИВОТНОВОДЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	
<i>М.Р. Гафаров, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа, М.А. Гиззатов, НОУ «Межотраслевой институт», г. Уфа</i>	237
8. ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОДОГРЕВА ГАЗА В ЦЕЛЯХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ В ШЛЕЙФАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОПРОМЫСЛОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
<i>Д.Т. Гизатуллина, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа</i>	238
9. ПРИМЕНЕНИЕ ЭФФЕКТА РЕЗОНАНСНОГО ЭНЕРГОРАЗДЕЛЕНИЯ В УЗЛАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ	
<i>А.С. Дмитриева, А.М. Щипачев, А. Е. Белоусов, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>	239
10. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	
<i>А.Р. Еникеева, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	240
11. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ПЕРЕКАЧКУ ДВУМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО РАЗВЕТВЛЁННОМУ ТРУБОПРОВОДУ	
<i>А.В. Журихина, УГНТУ, г. Уфа</i>	241
12. УЧЕТ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Д.М. Имамутдинов, УГНТУ, г. Уфа, М.З. Ямилев, ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>	244
13. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ЭТАНОВЫХ ФРАКЦИЙ	
<i>С.В. Китаев, И.Р. Байков, Р.А. Молчанова, УГНТУ, г. Уфа</i>	245
14. ПУТИ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЭР В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ	
<i>Р.Ш. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа</i>	247
15. АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННЫХ ПОСЕЛЕНИЙ НА ОСНОВЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК И АВТОНОМНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ	
<i>К.А. Мингазев, Р.М. Каримов, УГНТУ, г. Уфа</i>	248
16. МЕМБРАНЫ КАК СРЕДСТВО СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ИСПАРЕНИЙ	
<i>К.Р. Мухаметшина, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>	249
17. МИНИМИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ В УСТАНОВКАХ ДЛЯ ТЕРМИЧЕСКОГО ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ СТОЧНЫХ ВОД	
<i>Э.Р. Нигматуллина, Уренгойгазэнерго, г. Уренгой, Р.Ш. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа</i>	250
18. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	
<i>А.С. Прокофьева, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	252
19. КОНЦЕПЦИЯ ВНЕДРЕНИЯ БЕЗЛЮДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОБЪЕКТАХ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ	
<i>А.Ю. Самсонов, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>	254
20. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА МАЛЫХ ПУНКТАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ	
<i>А.А. Скоробогатов, А.Е. Белоусов, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>	255
21. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕРЫВИСТЫМ СПОСОБОМ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	
<i>О.В. Смородова, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа</i>	257
22. МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ «СТАРТ-ПРОФ» ПРИ КАЧЕСТВЕННОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
<i>О.В. Смородова, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа</i>	259
23. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИХРЕВОГО ЭФФЕКТА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ПОПУТНОГО ГАЗА	
<i>А.Ю. Трофимов, Е.В. Бурдыгина, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	261
24. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННОЙ АППАРАТУРЫ	
<i>Е.А. Федосеева, Е.В. Бурдыгина, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа</i>	263

25. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАДЖИКИСТАН	
<i>Н.У. Хуррамова, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	265
26. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ ТЕМПЕРАТУР ОБОРОТНОЙ ВОДЫ В ПЕРИОДЫ ПИКОВЫХ РЕЖИМОВ	
<i>Э.И. Шавалеева, С.Н. Костарева, УГНТУ, г. Уфа</i>	267
27. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПРОМЫСЛА №2 В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ	
<i>Э.У. Шарипова, Р.И. Гатауллин, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа</i>	268
28. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВОК НА ГРС И ГРП	
<i>Б.А. Шарипов, И.Р. Байков, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа</i>	270
29. АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА. РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА	
<i>А.А. Шарипов, С.В. Ларионов. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	272
30. СНИЖЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА ПЕРЕКАЧКУ НЕФТИ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	
<i>Е.О. Штанько, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	274

СЕКЦИЯ

«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»

1. МЕТОДЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ДЛЯ РАСЧЕТА И ПОДБОРА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>Р.А. Мухаметдинов, З.Р. Мухаметзянов, УГНТУ, г. Уфа</i>	278
2. РАБОТА ЭЖЕКТОРА ГАЗА В ОДОРИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКЕ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ	
<i>Н.Х. Хакимова, И.М. Камалетдинов, А.Р. Галикеев, ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа</i>	279
3. СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛА СБОРА КОНДЕНСАТА СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	
<i>М.Н. Васильев, А.Р. Галикеев, ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа</i>	281
4. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХВИНТОВЫХ НАСОСОВ	
<i>Н. К. Украдыженко, В. А. Швечков, В. В. Южанин, РГУ нефти и газа (ниу) им И.М. Губкина, г. Москва</i>	284
5. О ПРИЧИННЫХ ФАКТОРАХ ВИБРАЦИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГПА В РЕЖИМЕ СТАЦИОННОГО «КОЛЬЦА	
<i>Ф.Р. Хаматнуров, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>	285
6. ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕГО КОЛЕСА НАСОСА МЕТОДОМ МОРФОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА	
<i>А.А. Банникова, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>	287
7. О НЕОБХОДИМОСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НЕФТЕПРОВОДОВ В МЕРЗЛОТЕ	
<i>Н.А. Гаррис, З.Р. Глухова, УГНТУ, г. Уфа</i>	288
8. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕЙ ПРИ СМЕШЕНИИ	
<i>Р.Ф. Гизатуллина, О.Ю. Полетаева, А.Ю. Леонтьев, УГНТУ, г. Уфа</i>	289
9. ОСОБЕННОСТИ ВИХРЕТОКОВОГО КОНТРОЛЯ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ СО СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫМИ ТРЕЩИНАМИ	
<i>А.Т. Бакиев, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	291
10. К ВОЗМОЖНОСТЯМ ДИСТАНЦИОННОГО МАГНИТОМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПОДЗЕМНОГО СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА	
<i>А.В. Берестов, Р.В. Загидулин, УГНТУ, г. Уфа</i>	294
11. ОХЛАЖДЕНИЕ ПОГРУЖНОГО ВЕНТИЛЬНОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ НА ВЫСОКИХ ЧАСТОТАХ	
<i>Г.Р. Латыпов, УГНТУ, М.А. Лобанов, БашГУ, Э.И. Шавалеев, БашГУ, Р.О. Андрескуте, АО «УАП» Гидравлика», г. Уфа</i>	296

12. РАВНОЧАСТОТНАЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩАЯ СИСТЕМА НА ОСНОВЕ УПРУГОГО ЭЛЕМЕНТА, ПЕРЕМЕЩАЮЩЕГОСЯ МЕЖДУ НАПРАВЛЯЮЩИМИ РАСЧЕТНОЙ ФОРМЫ ПЕРПЕНДИКУЛЯРНО ИХ ОСИ СИММЕТРИИ	
<i>Д.А. Кремминский, А.Н. Зотов, УГНТУ, г. Уфа</i>	298
13. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВИБРОИЗОЛИРУЮЩИХ ОПОР ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ РЕЗОНАНСА В ДИНАМИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ	
<i>А.М. Усманова, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа</i>	300
14. ОТСТРОЙКА ОТ РЕЗОНАНСА ИЗМЕНЕНИЕМ ЖЕСТКОСТИ ОПОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ	
<i>А.М. Усманова, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа</i>	302
15. КОНВЕРТИРОВАНИЕ АВИАЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	
<i>Т.Н. Ганеев, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>	303
16. К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО КПД НАСОСА С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ВЯЗКОСТИ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ	
<i>А.В. Новичков, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>	304
17. К ПОСТАНОВКЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИСКОВОГО ТРЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСАХ	
<i>И.Ф. Махмудова, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>	305
18. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВИНТОВЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ	
<i>Е.Д. Емельянова, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>	306

СЕКЦИЯ

«ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ»

1. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ЭРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТОКА	
<i>Р.Д. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>	310
2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ	
<i>Д.Ф. Аминова, УГНТУ, г. Уфа, Р.И. Валиахметов, ООО "РН-БашНИПИнефть", г. Уфа</i>	311
3. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Т.И. Вафин, УГНТУ, г. Уфа, П.В. Виноградов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа</i>	312
4. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>В.Р. Галлямов, УГНТУ, г. Уфа</i>	313
5. АНАЛИЗ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ, НЕГАТИВНО ВЛИЯЮЩИХ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Е.Ю. Гурницкая, Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	315
6. ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНО – АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ГАЗА	
<i>Р.Р. Давлетбаков, УГНТУ, г. Уфа</i>	316
7. ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
<i>Т.А. Зубаиров, УГНТУ, г. Уфа</i>	317
8. ОБРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ	
<i>Е.С. Ишмухаметова, УГНТУ, г. Уфа</i>	319
9. ОЦЕНКА РИСКОВ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО ПРИ РАБОТЕ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА	
<i>А.В. Кравченко, САФУ им. Ломоносова, г. Архангельск, Г.Н. Заозерский, г. Архангельск</i>	320
10. ТЕХНОЛОГИЯ ВВОДА И ИЗВЛЕЧЕНИЯ СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ В ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, НЕ ОБОРУДОВАННЫЕ СТАЦИОНАРНЫМИ КАМЕРАМИ ПУСКА-ПРИЕМА, БЕЗ ОСТАНОВКИ ТРАНСПОРТА НЕФТИ	
<i>Р.Н. Кунафин, ЦСТС УГНТУ, г. Уфа</i>	321
11. РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТЕПЕНИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ	
<i>Г.Г. Попов, В.И. Болобов, И.В. Жуйков, Д.В. Гареев, В.А. Злотин, СПГУ, г. Санкт-Петербург</i>	323

12. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО РАСЧЕТА СТРУКТУРЫ И ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>В.А. Самойлов, А.В. Тютяев, СамГТУ, г. Самара</i>	325
13. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОМЫСЛАХ	
<i>И.В. Соколова, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	327
14. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СБРОСА ВОДЫ	
<i>Е.А. Степанов, В.А. Самойлов, С.В. Силизнёв, Л.А. Шацкая, СамГТУ, г. Самара.....</i>	328
15. АНАЛИЗ И СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АВАРИЙНОСТИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	
<i>Р.Р. Хасанов, А.Ф. Низаметдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	330
16. ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД С ИСКУССТВЕННЫМ ТЕЧЕНИЕМ	
<i>Д.Р. Шамсутдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>	332
17. ВЛИЯНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ	
<i>Л.А. Шацкая, А.А. Кичигина, Н.Е. Кочетков, СамГТУ, г. Самара.....</i>	334
18. ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИНАМИЧЕСКОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ	
<i>Т.А. Сатаева, А.К. Сахибгареев, Г.Ф. Сайфуллина, П.В. Виноградов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа.....</i>	336

Научное издание

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2020

**Тезисы докладов
XV Международной учебно-научно-практической конференции
(18-19 ноября 2020 г.)**