

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

## **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ- 2019**

**Тезисы докладов  
XIV Международной учебно-научно-практической конференции  
(23-24 мая 2019 г.)**

**УФА  
Издательство УГНТУ  
2019**

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  
Е.Ф. Денисов  
И.Ф. Кантемиров  
А.М. Короленок  
Михаэль Коуба  
В.К. Липский  
Б.Н. Мастобаев  
А.А. Мустафаев  
Лубош Новак  
Е.Л. Полубоярцев  
М.Д. Середюк  
А.Е. Сощенко  
А.Л. Тимохин  
В.К. Тянь  
Я.М. Фридлянд  
Г. Хофштаттер  
Ш.Г. Шарипов  
Н.Н. Шманов

Т77     **Трубопроводный транспорт – 2019:** тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019.– 450 с.

ISBN 978-5-7831-1811-1

Представлены тезисы докладов международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019», 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 978-5-7831-1811-1

© Оформление ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет», 2019  
© Коллектив авторов, 2019

## *Уважаемые участники конференции!*



*От имени руководства Уфимского государственного нефтяного технического университета приветствую гостей и участников Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019».*

*Настоящая конференция посвящается 90-летию со дня рождения профессора Новоселова Виктора Федоровича, без сомнения являющегося легендарным «трубопроводчиком» нашего вуза и страны в целом. Более 30 лет он возглавлял кафедру «Транспорт и хранение нефти и газа».*

*Под его руководством более 44 человек подготовили свои докторские и кандидатские диссертации. Им опубликовано более 300 научных работ, в том числе 28 учебников, монографий, учебных пособий, которые были и остаются настольными книгами не только для специалистов трубопроводного транспорта, но и для студенческой аудитории – будущих специалистов-трубопроводчиков.*

*Конференция будет проводиться в рамках Международной выставки «Газ. Нефть. Технологии» и Российского Нефтегазохимического форума. Это позволяет не только широко осветить достижения, но и обсудить проблемы в области трубопроводного транспорта. Работа таких мероприятий плодотворно сказывается на дальнейших научных исследованиях и уровне подготовки будущих специалистов.*

*Желаю всем участникам конференции успешной профессиональной работы, научных и творческих свершений.*

*Ректор УГНТУ, профессор Р.Н. Бахтизин*

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



## **ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ И ПОДОГРЕВОМ НА ПРОМЫСЛАХ**

*У.М. Абдуллин, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа*

При перекачке нефти с температурой застывания выше температуры окружающей среды требуется обеспечить тепловой режим перекачки, а именно, необходимо применять технологии перекачки, исключающие застывание нефти в трубопроводе.

Осложнения, возникающие при эксплуатации трубопроводной системы по перекачке высоковязкой и высоkozастывающей нефти на промыслах, связаны с зависимостью вязкости от температуры. Однако, при некоторых температурах возникает выпадение твердых фракций, а также может быть застывание нефти в трубопроводе, приводящее к полной остановке перекачки и значительным экономическим затратам на ее возобновление. Перекачка нефти при высоких температурах подчиняется законам Ньютона и являются ньютоновскими жидкостями, при перекачке которых коэффициент динамической вязкости не зависит от характеристик движения. Если температура нефти понижается, то на месторождениях проявляется свойство вязкопластичности[1].

Для решения данной проблемы предлагается применение полимерно-армированных трубопроводов с теплоизоляцией и подогревом.

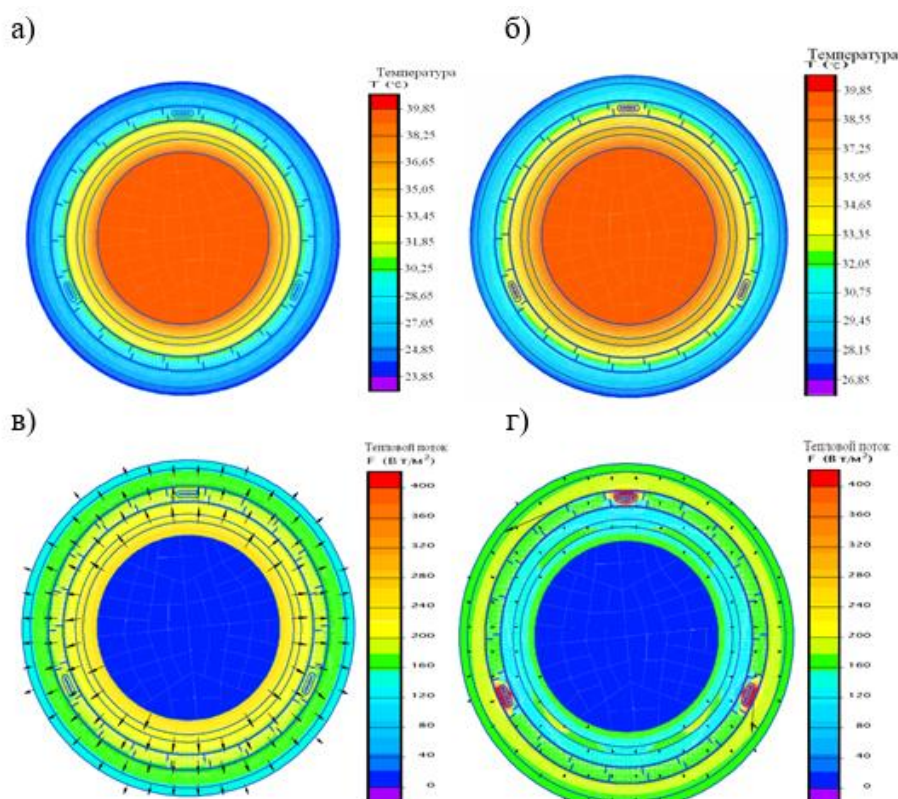
Система электрического обогрева предназначена для поддержания заданных температур путем компенсации тепловых потерь с целью защиты их от замерзания при малом расходе продукта или при остановке его прокачки в штатных условиях функционирования.

В данной системе применены нагревательные секции с использованием саморегулирующихся нагревательных лент.

Использование в системе обогрева саморегулирующихся нагревательных секций обусловлено:

- секции автоматически регулируют тепловыделение в ответ на изменение температуры обогреваемого объекта (уменьшают тепловыделение при повышении температуры), что позволяет снизить количество потребляемой электроэнергии;
- нагревательные секции могут иметь длину нагревательного кабеля от минимальной ~1 м до максимальной, без ущерба для их технических характеристик в соответствии с длиной обогреваемого объекта, без каких-либо конструктивных сложностей;
- характеристики саморегулирования повышают безопасность и надежность системы;
- секции не перегреваются и не перегорают, даже при пересечении соседних ниток друг с другом.

Рассмотрим результаты моделирования тепловых расчетов для трубопроводов с теплоизоляцией и подогревом.



а) распределение температуры в сечении трубы с теплоизоляцией без компенсации тепловых потерь; б) распределение температуры в сечении трубы с теплоизоляцией и с компенсацией тепловых потерь; в) распределение теплового потока через стенку трубы с теплоизоляцией без компенсации тепловых потерь; г) распределение теплового потока через стенку трубы с теплоизоляцией и с компенсацией тепловых потерь

Рисунок 1 – Результаты моделирования тепловых расчетов для трубопроводов с теплоизоляцией и подогревом

Результаты моделирования рабочих режимов трубопровода с теплоизолирующим слоем и подогревом показывают, что в случае применения подогрева трубы изотермы с более высокой температурой смещаются в направлении внешней стенки трубы. Повышается температура в промежуточных слоях конструкции трубы, прилегающих к зоне обогрева.

В результате, исходящий от транспортируемой среды тепловой поток снижается в 1,5 -2,5 раза, а следовательно, снижаются и тепловые потери, т.е. происходит компенсация потери тепла (замещение тепловых потерь транспортируемой среды за счет нагрева внутри трубопровода).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Пшенин, В.В. Критериальные уравнения теплообмена при перекачке с подогревом нефти и нефтепродуктов / В.И. Климко, В.В. Пшенин // ГИАБ. — 2013. — № 8. — с. 342–345.

УДК 622.692

### ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В КРИОГЕННЫХ ЗОНАХ НА ЭТАПАХ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

*В.А. Азаров, С.В. Кондратенко, М.Н. Назарова, СПГУ, г. Санкт-Петербург*

В данной работе был проведён анализ обеспечения безопасности трубопроводного транспорта в условиях криогенных зон на этапах сооружения и

эксплуатации.

Обратимся к статистике аварий на магистральных трубопроводах в условиях вечной мерзлоты за период с 2011 по 2016 г. На рисунке 1 представлено распределение количества отказов по виду выявленных различных причин.[4]



Рисунок 1 – Основные причины отказов на объектах МТ (в % соотношении за период с 2011 по 2016 год)

На основании представленной диаграммы с учетом распределения причин аварий были проанализированы методы борьбы с ними. Причём такие факторы аварийности, как механические воздействия на трубопровод, конструктивные недостатки (например, нарушение технологии сооружения), а также брак изготовления были отнесены к ошибкам при проектировании и сооружении трубопровода

В ходе работы было выяснено, что наиболее оптимальным способом прокладки в настоящее время является наземная прокладка трубопроводов в насыпи, которая сейчас используется мало из-за недостатка в опыте эксплуатации таких трубопроводов, а также отсутствия или неразвитости определённых норм и стандартов по проектированию и строительству таких трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.[3] Поэтому для современных проектов в арктической части РФ следует увеличивать объёмы прокладки наземных трубопроводов с учётом того, что оптимизируется объём строительно-монтажных работ, не повреждается моховой слой земли, а следовательно, не уменьшается устойчивость вечномёрзлых грунтов вследствие вмешательства в них, нет необходимости в дополнительной термостабилизации грунта при прокладке трубопровода с необходимой теплоизоляцией. Также необходимо увеличивать ресурс работы трубопровода, например, путём применения специальных материалов (сталь марки 18Г1ФА для сооружения трубопроводов в холодостойком исполнении)

В некоторых случаях нельзя обойтись без прокладки трубопровода на сваях, например в заболоченных или обводнённых районах. При этом необходимо соблюдать ряд мер по уменьшению ветровой и усталостной нагрузки на трубопровод, в результате которых образуются различные дефекты, приводящие к выходу трубопровода из строя, например, смещение частей трубопровода относительно друг друга. Также необходимо тщательно следить за качеством углеводородов, подаваемых в трубопровод для избежания парафинизации нефти в нефтепроводе и образования газогидратов в газопроводе, что приводит к отказам и авариям.

На этапах эксплуатации трубопровода необходимо производить тщательную и своевременную диагностику, требующую иногда новых и нестандартных решений, например, дистанционное зондирование трубопровода с летящего аппарата (например, дрона) путём проведения радиолокационной интерферометрической съёмки, для предотвращения нештатных ситуаций и своевременной замены или ремонта участка трубопровода.[1]

В общем случае для предотвращения преждевременных выходов оборудования из строя в результате некачественного монтажа оборудования и строительства линейной части трубопровода необходимо следить за качеством проведения работ. Относительно персонала следует обратить внимание на необходимость его обучения по действиям в случае чрезвычайных ситуаций, следить за требованиями соблюдения техники безопасности и охраны труда.

Таким образом, в данной работе было показано, что для обеспечения безопасной эксплуатации объектов трубопроводного транспорта в условиях вечной мерзлоты рекомендуется наземная прокладка трубопроводов, так как показано выше, она наиболее удовлетворяет условиям вечномерзлых грунтов, а также обращать особое внимание на правильность технологии сооружения.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Способ мониторинга технического состояния трубопроводов надземной прокладки в условиях вечной мерзлоты: пат. 2571497 Рос. Федерация.
- 2 Колесникова Е.Ю. Прокладка трубопроводов в районах вечной мерзлоты.//Actual scientific research 2018 материалы XXXVII Международной научно-практической конференции. 2018. С. 146-148.
- 3 Колоколова Н.А., Гаррис Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты // Трубопроводное транспортирование. 2013. № 1. С. 13 – 17.<http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/> (обращение от 05.04.18)

УДК 621.362:622.692.4

## **ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*И.Т. Айдагулов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа*

Термоэлектрические генераторы являются перспективной технологией, подходящей для преобразования в электрическую энергию тепла, просто выбрасываемого в окружающую среду с выхлопными газами автомобилей или промышленными предприятиями, к примеру. В настоящее время проведена масса исследований в данном направлении, однако созданные термические электрогенераторы до сих пор являются устройствами, работающими при достаточно высоких температурах. Прогресс не стоит на месте: в 2017 году ученые из университета Осаки, совместно с инженерами компании Hitachi, Ltd., разработали новый материал с достаточно высокими термоэлектрическими параметрами и эффективностью работы при комнатной температуре (FlexTEG) [1].

В настоящее время среднегодовой спрос мирового рынка электроэнергетики – это несколько миллионов термоэлектрических модулей (десятки миллионов долларов), тогда как в перспективе он может достигать нескольких миллиардов. Экономически показано, что при КПД термоэлектрических гене-

раторов, достигающих 15% (сейчас менее 10%), последние смогут конкурировать со многими источниками энергии[2].

В трубопроводном транспорте термические генераторы электричества не получили широкого распространения, но каждый день ученые-трубопроводчики ищут возможности оптимизации потребления ресурсов, тем более таких ограниченных в запасах, как углеводороды.

На данный момент существуют патенты ПАО «Газпром» на использование термоэлектрогенераторов на газоредуцирующих объектах компании: это доказывает, что уже такие крупные корпорации задумывают о применении такого типа генераторов [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1В Японии научились перерабатывать тепло в электричество [Электронный ресурс] // Рамблер: новостной портал. – URL: <https://news.rambler.ru/scitech/41518946-v-yaponii-nauchilis-pererabatyvat-teplo-v-elektrichestvo> (дата обращения 22.03.2019).

2 Термогенераторы из «Сколково» будут в 3 раза эффективнее [Электронный ресурс] // sk.ru: пресс-релизы «Сколково». – URL: <http://sk.ru/news/b/pressreleases/archive/2012/08/22/termogenerator-iz-skolково-budut-v-3-raza-effektivnee-.aspx> (дата обращения 22.03.2019).

3 Пат. 2 417 337 Российская Федерация МПК F 17 D 1/04, H 01 J 45/00, H 01 L 35/28. Способ электроснабжения автономно функционирующих газоредуцирующих объектов магистральных газопроводов и газовых сетей низкого давления [Текст] / Борискин В.В. и др.; патентообладатель ООО "Газпром трансгаз Санкт-Петербург". – 2009110816/06, 24.03.2009; заявл. 27.09.2010; опубл. 27.04.2011, Бюл. № 12. – 6 с.

УДК 624.023.093

### **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕГРАДЫ**

*Р.А. Амиров, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день система магистральных трубопроводов в нашей стране имеет большую протяженность. На своем пути нефтегазопроводы встречают большое количество искусственных препятствий, таких как автомобильные и железные дороги [1].

Переходы через препятствия являются участками с повышенными требованиями к применяемым материалам, исполнению и контролю качества.

Для повышения надежности переходов необходимо выделить и устранить негативные факторы, понижающие ее степень, либо найти новые, еще неиспользованные ранее, технические решения и воплотить их в жизнь.

Рассмотрим один из возможных негативных факторов. В процессе эксплуатации перехода возможно появление опасной ситуации – прямое взаимодействие плети рабочего нефтегазопровода и защитного футляра. Это может привести к электрическому контакту между элементами конструкции, из-за которого произойдет ускорение коррозии рабочей трубы, следствием чего будет являться быстрый износ стали и понижение надежности сооружения [2].

Для увеличения экономии ресурсов, выделяемых на проведение диагностики и ремонта, можно использовать следующие новые решения. Например, можно добиться устранения электрического контакта путем изоляции трубы и

защитного кожуха друг от друга диэлектрическим материалом. При строительстве дополнительно поместить в защитный футляр полиэтиленовую трубу и уже внутри нее протаскивать рабочую плетть. Можно предложить использовать полиэтиленовую трубу в качестве защитного кожуха, если придать ей достаточную толщину и прочность чтобы она могла выдерживать давление грунта, то можно обойтись без дополнительной изолирующей оболочки.

Можно использовать композитные материалы для изготовления рабочего трубопровода. Например, полиэтиленовые трубы с армирующими стальными нитями либо стержнями. Решение производства труб из полиэтилена не является новым, но в настоящий момент данные трубы используются лишь для малых диаметров и давлений, а на переходах под препятствиями строительство разрешается только с использованием стальных труб. Если увеличить надежность конструкции из композитного материала, то в будущем возможно будет пересмотреть данные ограничения.

Особенно актуальными данные решение могут быть для переходов, под дорогами высших категорий и переходов, выполненных методом наклонного бурения, когда длина проходки достаточно большая.

Надежность трубопровода – это ключевой фактор в безопасной эксплуатации сети транспорта углеводородов. Надежность зависит от множества факторов. С одной стороны, добиться надежности очень легко, достаточно всего лишь выбрать вариант с самыми большими затратами на материалы, строительство и диагностику, однако это может привести к неоправданно высоким расходам, которые не могут повысить в должной степени надежность трубопровода. Поэтому всегда необходимо правильно балансировать между возможными вариантами и выбирать конкретные параметры, исходя из условий местности и препятствия через которое проходит трубопровод.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Торопов, В.С. Совершенствование технологии сооружения переходов через естественные и искусственные преграды: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Торопов Владимир Сергеевич. – Тюмень, 2001. – 182 с.
- 2 Зубаилов, Г.И. Обеспечение безопасности длительно эксплуатируемых стальных трубопроводов газораспределительных систем: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Зубаилов Гаджихмед Исмаилович. – Уфа, 2008. – 179 с.

УДК 622.691.4

### **ПОДДЕРЖАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ**

*В.В. Ахмадуллин, Б.Г. Имамов, Р.М. Аскаров, Н.В. Бережанский, УГНТУ, г. Уфа*

Предложенный и реализованный алгоритм выявления дефектов и зон не-проектных напряжений ПОУ средствами ВТД позволяет с высокой степенью надежности осуществлять эксплуатацию ГТС по техническому состоянию, поддерживать ТС ГТС на приемлемом (безаварийном) уровне. Однако следует заметить, что ГТС стареет, что отражается на степени дефектности и НДС и, по прогнозам специалистов по достижению срока эксплуатации 60...65 лет (два амортизационных срока) [1] может перейти в стадию ликвидации, так его экс-

плутация станет невозможной или неэффективной. Поэтому для обеспечения эксплуатационной надежности протяженных участков проводится капитальный ремонт, в научно-обоснованные сроки.

В связи с оптимизацией расходов на капитальный ремонт, наметилась тенденция к снижению объемов капитального ремонта, например, объем переизоляции газопроводов диаметром 1420 мм за последние 2 года снизился в два раза. Это обстоятельство заставляет более обоснованно подходить к выводу участка в капитальный ремонт (КР) и влияет на выбор технологии капитального ремонта.

В соответствии с методическими рекомендациями по выводу участка в ремонт должны учитываться 8 основных критериальных показателей:

- плотность стресс-коррозионных дефектов;
- плотность дефектов «потери металла» глубиной более 15 % толщины стенки;
- количество продольных (спиральных) аномальных швов;
- количество кольцевых дефектных стыков;
- длина участков с поврежденной изоляцией;
- длина участков под воздействием блуждающих токов;
- суммарная длина участков с пониженным и повышенным потенциалом;
- длина участков ВКО (высокой коррозионной опасности) и ПКО (повышенной коррозионной опасности).

Произведена обработка данных по методу наименьших квадратов, уравнение регрессии [2].

| Наименование функции | МГ-1                     |                | МГ-2                       |                |
|----------------------|--------------------------|----------------|----------------------------|----------------|
|                      | функция                  | коэфф. коррел. | функция                    | коэфф. коррел. |
| линейная             | $y = -107,73 + 53,25x$   | 0,858          | $y = -88,32 + 32,65x$      | 0,774          |
| экспоненциальная     | $y = 0,318 \exp(1,167x)$ | 0,999          | $y = 0,326 \exp(0,784x)$   | 0,934          |
| логарифмическая      | $y = 0,318 \exp(1,167x)$ | 0,722          | $y = -60,62 + 89,96 \ln x$ | 0,612          |
| степенная            | $y = -60,09 + 126$       | 0,972          | $y = 0,491x^{2,352}$       | 0,805          |

Рассмотрены функциональные зависимости: линейная, экспоненциальная, логарифмическая, степенная. По коэффициенту корреляции, наиболее близкая - экспоненциальная. Методом приближений получено, что на МГ-1, 100 % труб с нулевым ресурсом наступит через 12,6 лет, а МГ-2 - 16,6 лет.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. ОАО «Газпром». М.: 2013. – 117 с.
- 2 Аскаров Р.М., Аскаров Г.Р. Прогноз коррозионного состояния газопровода на основе данных внутритрубной дефектоскопии. // Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли: Матер. Межд. Научно-технической конференции. = Тюмень: ТюмГГНУ, 2007. – С. 184-190.

## **ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПОПАДАНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ НА ОБЪЕКТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

*Ю.В. Баранникова, М.Р. Тергулов, СамГТУ, г. Самара*

С каждым годом доля запасов высоковязкой и битуминозной нефти (ВВН и БН) увеличивается и в настоящее время составляет 82% мировых запасов нефти. Асфальтосмолистые и парафиновые (АСП) составляющие содержатся в нефти почти всех нефтедобывающих районов РФ, что являются причиной возникновения и быстрого нарастания АСП отложений на стенках трубопроводов, приводящих к снижению их пропускной способности.

1. В современных условиях при взаимодействии предприятий добычи, транспорта и переработки нефти возникают проблемы, при которых НПЗ прекращают приём нефти при проведении размыва донных отложений в резервуарах поставщика. При этом НПЗ применяют штрафные санкции при получении нефти с повышенным содержанием АСП составляющих.

2. В результате в резервуарах пунктов сдачи нефти (ПСН) участились случаи накопления донных отложений, что приводит к аварийным ситуациям в резервуарных парках (РП), поломке систем размыва донных отложений (СРДО) резервуаров, выходу из строя оборудования внутри резервуаров. Наличие неравномерно распределённых донных отложений также приводят к дополнительным затратам при выводе резервуара из эксплуатации, из-за проблем при установке понтонов или плавающих крыш на днище резервуара в горизонтальное положение. Так на одной из ЛПДС был выведен в ремонт резервуар РВСПК-50000 с плавающей крышей, после поломки СРДО, состоящей из двух устройств «Диоген-700» и деформации трубопроводов системы водоспуска возникших в результате накопления большого объёма донных отложений.

3. Для выхода из создавшейся ситуации предлагается на всех пунктах сбора нефти (ЦПН) нефтедобывающего предприятия или на всех нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов (МНП), где осуществляется прием нефти от поставщиков, или между ними установить комплексы по выделению и переработке АСПО с целью предотвращения попадания отходов в линейную часть и РП МНП.

Извлеченный из камер пуска-приёма средств очистки и диагностики (КПП СОД) и РП нефтешлам предлагается перерабатывать следующим образом: предварительно шлам сбрасывают в отдельную ёмкость, с последующим нагревом до 90°C, в который при необходимости дозируются деэмульгаторы и флокулянты, затем полученная масса разделяется на нефть, воду и механические примеси (МП) с помощью сепаратора-центрифуги. Разделение транспортируемой продукции на асфальтены и нефть позволит выделить получение битумов и асфальтов в самостоятельное производство и вернуть в товарооборот 5-7 % нефти.

Кроме того, в нефтешламе ВВН находится широкий спектр цветных, благородных, редких и редкоземельных металлов в высоких концентрациях. [1] Так ВВН Мелекесской впадины содержит до 750 г ванадия на тонну нефти, что



превышает стоимость самой нефти. К сожалению, в России при кондиционных концентрациях ванадия в нефти его добыча из нефти не налажена и возможность извлечения такого ценного стратегического материала практически пренебрегается, хотя получение металлов из нефти могло бы дать существенную прибыль нефтедобытчикам. Сейчас ванадий и никель теряются при сжигании нефтепродуктов, нанося большой ущерб окружающей среде и в целом российской экономике. [1]

Одной из наиболее широких областей применения нефтешламов является дорожное строительство. Они используются как добавка к связующим, повышающая качество асфальтобетонной смеси. Второй областью по объему использования нефтешлама в качестве сырья является изготовление строительных и теплоизоляционных материалов. [2] Это повышает прочность, морозостойкость бетона и обеспечивает гидрофобность изделий.

В настоящее время, при попадании ВВН на заводы, НПЗ несут большие потери связанные с дезактивацией дорогостоящих катализаторов, высокотемпературной коррозией оборудования и снижением качества продукции. Предложенная технология приведет к значительному снижению количества вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки, а также уменьшит количество шламовых захоронений. Установка комплексов по выделению и переработке АСПО значительно снизит затраты: на оплату за негативное воздействие на окружающую среду; НПЗ на замену дорогостоящих катализаторов; предприятий МНП на проведение очистки трубопроводов и резервуаров.

Проблема образования АСПО и борьба с ними приобретает всё более серьёзные масштабы в связи с увеличением объёмов добычи ВВН, но до сих пор все силы и средства направлены на то, чтобы любыми способами снизить вязкость ВВН и доставить её на НПЗ со всеми АСП составляющими.

Предлагаемое кардинальное решение - извлекать и перерабатывать АСП составляющую часть ВВН до попадания на объекты трубопроводного транспорта позволит решить множество накопившихся экологических, экономических, технических и других проблем.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Яценко И.Г. Тяжелые ванадиевоносные нефти России // Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 1. С. 105–111.
- 2 Роев Г.А. Очистка сточных вод и повторное использование нефтепродуктов / Г.А. Роев, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1987. – 224 с.
- 3 Быков Д.Е. Диссертация. Разработка комплексной многоуровневой системы исследования и технологий переработки гетерофазных промышленных отходов. 2004.

УДК 622.692.4.053

### **САМОТЕЧНЫЕ УЧАСТКИ КАК МЕТОД ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК**

*И.Ф. Басырова, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа*

Магистральные нефтепроводы – комплекс сооружений, который позволяет быстро, экономично и надежно проводить транспортировку нефти. Однако

существуют некоторые факторы, которые могут привести к нарушению нормальной эксплуатации трубопровода, к аварии и различным нештатным ситуациям. Так как нефтепровод является опасным производственным объектом, то результатом таких инцидентов могут быть экологические и экономические убытки. Поэтому в настоящее время промышленной и экологической безопасности уделяется все большее внимание, в частности несанкционированным врезкам в магистральный трубопровод.

Нарушение герметичности магистрали очень опасный процесс, который должен выполняться в соответствии со всеми нормативными документами. Они устанавливают порядок проведения ремонтных работ, требования к персоналу, а также к применяемому оборудованию.

Несанкционированная врезка в трубопровод, наоборот имеет противоправный характер, который связан с нарушением охранной зоны нефтепровода, и нередко приводит к бесконтрольным разливам продукта перекачки.

Как известно, самотечные участки лишь частично заполнены нефтью, т.е. работают неполным сечением. Давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным давлению насыщенных паров (ниже, чем в любой точке трубопровода, то есть абсолютное давление в трубопроводе меньше атмосферного). Поэтому, если произвести врезку в самотечный участок нефтепровода в верхнюю образующую трубы, выхода нефти через врезанный вентиль не будет.

В этом случае, отбор нефти из самотечного участка будет возможен, только, когда изменится режим перекачки и самотечный участок ликвидируется.

Если на самотечном участке нефтепровода врезаться в нижнюю образующую трубы, отбор нефти, движущейся самотеком (не полным сечением) по низу трубы, получится, только в емкость, расположенную ниже самой трубы, что нецелесообразно. К тому же врезка в нижнюю образующую трубы является технологически сложным и пожароопасным процессом и требует обустройства котлована достаточно больших размеров.

Парогазовая полость над свободной поверхностью жидкости в трубопроводах с самотечными участками является горючей средой, которая при достижении определенной концентрации паров в воздухе может образовать пожаровзрывоопасную смесь. При врезке в самотечный участок возникший взрыв или пожар может распространиться на всю длину самотечного трубопровода и на технологические сооружения, с которыми он связан, что представляет собой угрозу для жизни человека.

При врезке в самотечный участок нефтепровода падение давления в трубе не будет, т.к. давление в парогазовой полости над свободной поверхностью жидкости остается практически постоянным и равным давлению насыщенных паров данной нефти. Поэтому, определить врезку с отбором нефти на самотечном участке нефтепровода по графикам падения давления в системе телемеханики или по линии гидравлического уклона, практически невозможно.

Газовоздушные скопления, перекрывающие часть сечения труб на нисходящих участках работающего трубопровода, значительно снижают скорость

распространения ударных волн, и, соответственно, их амплитуд. Поэтому использование систем обнаружения утечек, основанных на скорости распространения ударных волн в нефтепроводе, для самотечных участков нецелесообразно.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что несмотря на то, что современные системы обнаружения утечек и датчики давления по длине трубы не могут обнаружить врезку, процесс отбора нефти на самотечных участках практически невозможен.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ларионов В.И. и др. Оценка и обеспечение безопасности объектов хранения и транспортировки углеводородного сырья / В.И. Ларионов, А.А. Александров, В.Г. Кумохин; под ред. В.И. Ларионова. СПб.: Изд-во «Недра», 2004. - 189 с.
- 2 Алексенко К.С., Федотова Е.С., Горошинская Н.С. Анализ последствий несанкционированных врезок в магистральный трубопровод // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LIX междунар. студ. науч.-практ. конф. № 11(58).

УДК 622.691.24(09)

### РАЗВИТИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

*Бахтиёр Н., Мастобаев Б.Н., УГНТУ, г. Уфа*

В работе рассмотрены история, существующие проблемы эксплуатации, а также стратегия развития подземного хранения газа (ПХГ).

Подземное хранение газа берет свою историю с начала 1960-х годов. В настоящее время ПХГ является одним из главных аспектов газовой промышленности. Подземное хранение газа предназначено для компенсации пиковых нагрузок в зимнее время года, обеспечения бесперебойной транспортировки газа в аварийных ситуациях, а также для обеспечения энергетической безопасности государства за счет создания долгосрочного резервного газа. Благодаря развитию мирового рынка газа роль подземного хранения газа возрастает с каждым днем.

Подземное хранение газа – комплекс инженерных сооружений, предназначенных для закачки и хранения газа (в горных выработках, в истощенных месторождениях, в искусственных выработках-ёмкостях), а также для последующего отбора газа, очистки от механических примесей и транспортировки.

В настоящее время в мире существует более 600 подземных хранилищ газа. В Российской Федерации эксплуатируется 28 объектов подземного хранения, из которых 19 – в истощенных месторождениях, 8 – в водоносных пластах, 1 – в соляных кавернах.

При эксплуатации ПХГ в Российской Федерации применяются новейшие технологии для развития мощностей, необходимых для закачки.

Несмотря на высокий уровень развития систем подземного хранения газа, существует потребность в обеспечении газом таких регионов как Северо-Западный, Центральный и Уральский. Перед отраслью стоят задачи развития ЕСГ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Направление развития ПХГ определяется изменением ресурсной базы, перераспределением объема потребления, экспорта и импорта газа, что предполагает не только сооружение новых объектов ПХГ, но и оптимальное, экономи-

чески эффективное использование действующих и интенсивно эксплуатируемых мощностей за счет своевременного проведения мер по модернизации и капитального ремонта эксплуатируемого оборудования.

Проблемы масштабной отрасли на каждом этапе преобразования требует высоких инженерных знаний для осуществления проектных, фактических и перспективных систем.

В работе дано обоснование развития системы подземного хранения газа как независимой подотрасли газовой промышленности.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Королев В.П. Методические подходы формирования программ развития системы подземного хранения газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». Том 2. – 2016. – № 5. – 50–54С.
- 2 Бузинов С.Н. Ресурсосбережение в подземном хранении газа // Сборник научных трудов «Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы». М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003.

УДК 622.692.4:681.5

### ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВРЕМЯ ОБЛЕТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*Ш.И. Бахтияров, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа*

Патрулирование протяженных объектов, таких как магистральные трубопроводы, требует установку на беспилотники полезной нагрузки в виде камер фото- и видео- фиксации, тепловизора и т.п. Наличие такой дополнительной массы снижает время облета обследуемой местности [1]. Поэтому помимо качественных аппарат должен обладать высокими количественными характеристиками (время облета, грузоподъемность).

Также используемые силовые кабели в аппарате вносят вклад на время полета. Так выявлено, что в зависимости от типа проводов, время полета может уменьшиться на величину до 10 процентов.

Графики зависимостей времени полета аппарата от сечения проводов представлены на рисунках 1 и 2.

В ходе исследования получена методика расчета силовой части, определяющая количественные характеристики беспилотника.

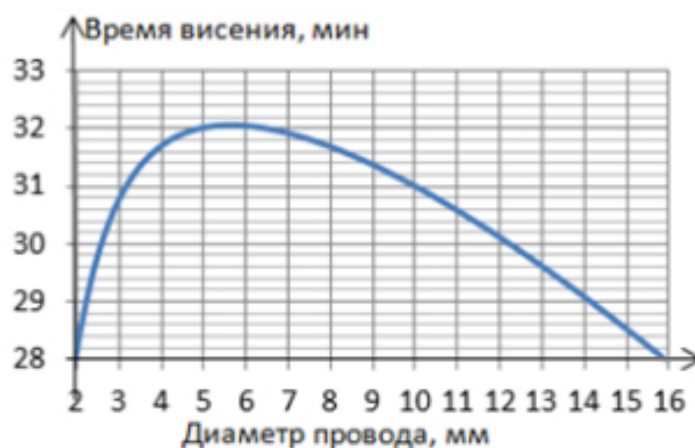


Рисунок 1 – График зависимости времени полета от диаметра сечения проводов от аккумулятора до регуляторов скорости электродвигателей

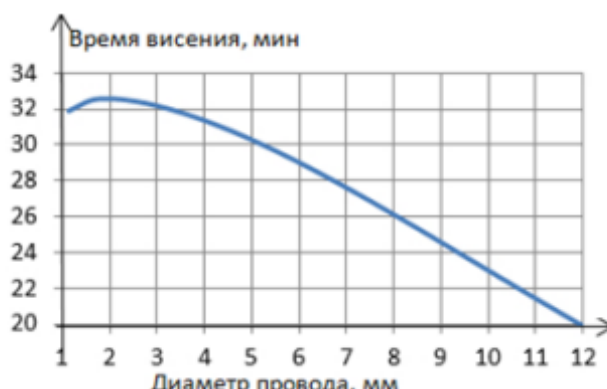


Рисунок 2 – График зависимости времени полета от диаметра сечения проводов от регуляторов до электродвигателей

В ходе исследования получена методика расчета силовой части, определяющая количественные характеристики беспилотника. Зависимость времени полета аппарата при различной полезной нагрузке от емкости используемой аккумулялирующей батареи представлена на рисунке 3.

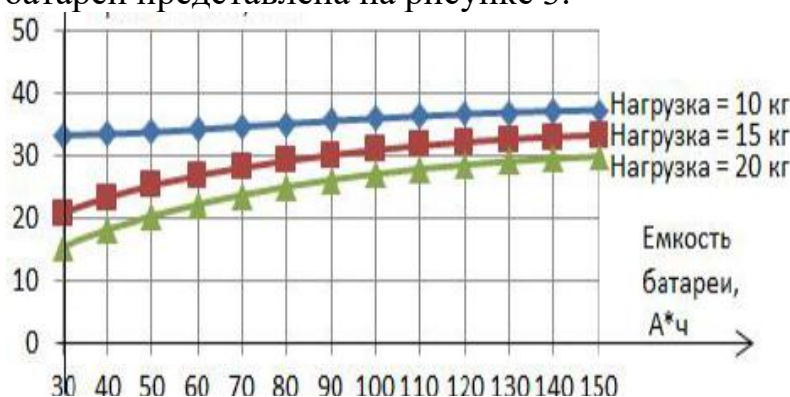


Рисунок 3 – Зависимость времени полета от емкости аккумулялирующей батареи при различных полезных нагрузках

Полученные данные позволят оценить поведение аппарата при различных типах нагрузки на основании поставленных перед ним задач.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Опыт практических работ ОАО «Газпром космические системы» по обследованию магистральных газопроводов с использованием малоразмерных беспилотных летательных аппаратов [Электронный ресурс]. – URL: <https://gazpromspacesystems.ru/upload/iblock/> (дата обращения: 20.04.2019).

УДК 622.692

### ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТИ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

*Т.И. Безымянников, АО «Транснефть – Урал», г. Уфа*

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

Типовая инструкция [1] определяет основные требования к используемым химическим реагентам и порядку работ при переводе действующих длительно эксплуатируемых нефтепроводов на транспортировку светлых нефтепродуктов.

Опыт очистки внутренней полости труб от отложений углеводородными растворителями, в том числе в системе ПАО «Транснефть» [2], показал наличие ряда нерешенных вопросов, связанных в первую очередь с большими объемами

затрачиваемого химического реагента, сложностью в обеспечении требуемой продолжительности контакта сред из-за необходимости поддержания высокой скорости пробки для предотвращения ее растекания при движении в трубе. При этом, как показали оценочные расчеты из-за большого диаметра и сравнительно тонкого слоя отложений в периодически очищаемых скребками магистральных нефтепроводах, преобладающий объем растворителя служит просто балластом, не участвующем в массообменных процессах, а необходимым для создания полнонапорного течения и напрессовки труб. Сокращение же длины пробки не позволяет решить данную проблему, так как резко сократится и без того недостаточная продолжительность контакта растворителя с отложениями стенки.

Высокая стоимость растворителя и необходимость решения вопросов его утилизации, требует совершенствования существующих методов, включающих поиск более дешевых широкодоступных, но не менее эффективных реагентов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Типовая инструкция ОАО «АК «Транснефть» по подготовке нефтепровода для транспортировки светлых нефтепродуктов от 31.10.2014.
- 2 Ревель-Муроз П.А. и др. Перевод на транспортировку дизельного топлива нефтепровода и оборудования, применяемого на объектах ОАО «АК «Транснефть» / Ревель-Муроз П.А., Поляков А.А, Тимофеев Ф.В., Фридлянд Я.М., Замалаев С.Н. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №2 [18]. – С.16-20.
- 3 Лисин Ю.В. и др. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Лисин Ю.В., Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсум-заде Э.М. – СПб.: Недра, 2012. – 360 с.
- 4 Денисов, Е.Ф. К вопросу о применении химических реагентов для очистки от асфальто-смолопарафиновых отложений / Е.Ф. Денисов, Р.М. Каримов, О.А. Макаренко // Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика А.Х. Мирзаджан-заде: сб. тезисов / редкол.: Р.Н. Бахтизин и др.; под общ.ред. проф. Бахтизина Р.Н. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 314 с.

УДК 625.12

### **ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПЛАВУЧИХ ЗАВОДАХ**

*Н.В. Бирюкова, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа*

Индустрия сжиженного природного газа, имея более чем сорокапятилетний опыт работы, продолжает интенсивно развиваться во всем мире. В настоящее время первостепенной целью является повышение энергоэффективности и экологичности производства. Главная задача в развитии производства на данном этапе заключается в инновационном технологическом совершенствовании процессов и оборудования.

СПГ представляет собой криогенную жидкую многокомпонентную смесь легких углеводородов, основу которой составляет метан. Обладая уникальными свойствами, он является перспективным и углеводородным энергоносителем и сырьем для химической индустрии XXI в. Кроме того, его можно регазифицировать и использовать как обыкновенный природный газ. Все это, безусловно, доказывает актуальность производства СПГ.

Основное мировое производство СПГ сосредоточено на крупнотоннажных заводах наземного типа. Это заводы, строящиеся вблизи крупных газовых

месторождений и являются основными для переработки газа. Так как готовую продукцию перевозят в судах-газовозах, заводы строятся на морском берегу и имеют выносные причалы для загрузки танкеров.

Исследования в области создания плавучих СПГ-мощностей начались еще в 1970 годах. Детальный проект для подобных технических сооружений был подготовлен в начале 1990-х годов, целью работ было создать первые плавучие СПГ-мощности в начале 2000-х годов. Прогресс в этой области затормозило мощное развитие Катара, строившего наземные СПГ-заводы.

Однако сегодня растущий спрос на СПГ, высокие цены на рынке и забота об экологическом благополучии снова вывело вопрос создания плавучих инженерных СПГ-сооружений на первый план.

Плавучий завод СПГ представляет собой судно или баржу с функциями добывающей морской платформы, на палубе которой размещены установки подготовки, очищения и осушки газа, технологические линии для разделения и сжижения газа. В корпусе судна размещены танки для хранения СПГ и сжиженных углеводородных газов. Завод оснащается системой отгрузки СПГ на танкеры.

Успешной реализацией является проект Prelude FLNG компании Shell (Австралия), предназначенный для добычи, подготовки, сжижения, хранения и отгрузки СПГ на газовозы и является самым большим плавучим объектом на Земле. В целом ожидается, что к 2022 году будет действовать 22 плавучих СПГ-завода, составляя порядка 7,5% всех мощностей по производству СПГ в мире.

Если рассматривать технологии сжижения газа, то лидирующую позицию занимает азотно-детандерный цикл. Данный цикл обладает преимуществами в морских условиях, такими как: быстрый запуск и остановка, малое количество оборудования, простота схемы, обеспечение безопасности в отсутствии углеводородных хладагентов. Азотный цикл дешевле цикла на смешанном хладагенте, а более низкая его эффективность по сравнению со смешанным хладагентом компенсируется более простой технологией.

Технологическое оборудование азотно-детандерного процесса сжижения поддается модульному конструированию и изготовлению благодаря компактными размерам и относительно небольшому количеству его элементов.

Основные достоинства плавучих СПГ-заводов: возможность работать с небольшими и удаленными месторождениями, сохранение работоспособности даже в самых экстремальных погодных условиях, меньшее негативное влияние на окружающую среду, также открывается возможность аренды или лизинга. Помимо этого, отсутствует необходимость выполнять дорогостоящие земляные работы на суше, а также прокладывать подводный газопровод от подводного месторождения к наземным СПГ-мощностям в случае, если запасы газа расположены в акватории.

Неоспоримым достоинством является тот факт, что транспортировка и установка плавучего СПГ-завода потребует меньше времени, чем строительство стационарного сооружения на суше.

Использование плавучих СПГ-заводов вместо наземных сооружений, выгодно и для России. Разместить подобные мощности можно так, чтобы максимально использовать уже существующую в стране трубопроводную инфраструктуру – и одновременно задействовать газовую инфраструктуру Европы, в частности, ее СПГ-терминалы. В качестве основной ресурсной базы для России может выступать Бованенковское месторождение (запасы 4,9 трлн куб м), в качестве ближайшего резерва – Штокмановское месторождение.

Таким образом, необходима всеобъемлющая стратегия, которая позволила бы максимально использовать доступные в России газовые ресурсы и инфраструктуру, которая может состоять из трех основных элементов: месторождений, магистральных газопроводов от месторождений до СПГ-заводов, и собственно плавучих СПГ-заводов.

В настоящей статье рассмотрено инновационное технологическое решение производства СПГ в виде плавучего завода с обзором преимуществ и технологии сжижения, а также проанализированы возможные перспективы применения на месторождениях России.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Фёдорова, Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 159 с.
- 2 Плавучий СПГ-завод [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.shell.com/about-us/major-projects/prelude-flng.html>. Дата обращения (28.03.2019).
- 3 Бармин, И.В., Кунис, И.Д. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра. - М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009.

УДК 656.6.073.41:661.91

### ТРАНСПОРТИРОВКА ПГ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

*Д.С. Братских, К.Д. Парфенчик, Е.И. Крапивский,  
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

В сегодняшних реалиях все крупные нефтегазовые компании сталкиваются с проблемой выбора маршрутов и способов транспортировки углеводородов потребителям. Совершенствование технологий, таких как производство СПГ, добыча на морском шельфе, рост использования компримированного природного газа увеличили количество альтернативных вариантов доставки и использования продукции.

**Состояние газа в Арктике.** Основные запасы российской нефти и газа расположены в Сибири и Арктическом шельфе. На водных территориях залегают половина газа нашей страны вместе с четвертью нефти. Большая часть газа сосредоточена в Баренцевом море (примерно 49%) на малых и средних месторождениях.[1]

**Газопровод.** Инфраструктура Севера не развита, а климат находится в подвижном состоянии. Сооружения трубопроводов в таких климатических условиях является опасным для инвестирования. Большинство потенциальных месторождений для результативной разработки находятся в Баренцевом море, транспортировка будет затруднена приемными терминалами [2].

Важные факторы данного типа:



- долгосрочная перспектива;
- надежность;
- длительность реализации;
- использование 2 способов транспортировки;
- отсутствие мобильности;
- огромные капиталовложения.

**Транспортировка на СПГ судне.** Один из удачных СПГ проектов – Ямал СПГ. Однако у данного проекта отсутствует возможность взаимодействия с малыми месторождения шельфа. Для эксплуатации газ проходит преждевременную очистку и компримирование.

Важные факторы данного типа:

- строительство терминала, пункта отчистки и компрессорную станцию на суше или использование ближайших пунктов для переработки;
- поддержание одной температуры;
- маленькая вместимость судна (до 300 тыс. м<sup>3</sup>);
- огромные капиталовложения;
- загрязнение окружающей среды;
- выгодная транспортировка только на большие расстояния.

**Транспортировка на CNG судне.** Технология КПГ – это новая прорывная технология морской транспортировки природного газа в сжатом состоянии в баллонах на судах CNG. Для его сжатия не требуются такие сложные системы и дорогое оборудование.

CNG суда могут быть по-разному спроектированы, а также могут принимать и отдавать газ самостоятельно, для процесса не нужна предварительная обработка, а фильтры и компрессоры размещают на судне. Возможность использовать конструкционную составляющую нефтевозов обеспечивает проект начальной простотой реализации.

Вместимость КПГ судов достигает 25 млн. м<sup>3</sup>. Суда данного размера обеспечивают экономически выгодную транспортировку на расстояния от 2,500 км. Соотношение количества газа к расстоянию является идеальным. КПГ обеспечат техническую и экономическую возможность эксплуатации малых и средних труднодоступных месторождений в условиях Арктики за счёт упрощённого процесса загрузки газа и мобильности. Мобильность судов-газовозов является возможностью разгрузки газа через терминал в газораспределительную сеть, хранилище или в суда для дальнейшей речной транспортировки.

К другим преимуществам морской транспортировки КПГ можно отнести:

- потери газа при морской транспортировке КПГ значительно ниже (до 3 %), чем при морской транспортировке СПГ;
- исключение технологической необходимости закачки и откачки балластных вод, как в судах СПГ;
- более низкое энергопотребление (в 3 раза ниже по сравнению с технологией СПГ);
- менее жесткие требования к подготовке сжатого газа для загрузки на газовозы КПГ;

- использование существующих платформ и трубопроводных систем вместо строительства новых терминалов для разгрузки газа;
- гибкость системы.

Фактор реализации проектов транспортировки сжатого природного газа непосредственно с шельфовых месторождений на судах CNG – наличие освоенных технологий подводного обустройства и широкое применение в мировой практике технологии беспричастной загрузки углеводородного сырья на суда с терминалов, устойчивость КППГ к изменению температуры во время транспортировки [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Кандидат технических наук А. Осадчий. Нефть и газ российского шельфа: оценки и прогнозы. «Наука и жизнь», 2008, №7, 42-46.
- 2 Доцент И.В. Степанов, И.Е. Валиуллина, д.э.н., профессор А.Л. Новоселов, к.э.н. Е.В. Варфоломеев, к.э.н. О.В. Марьин, Л.В. Шарихина, к.т.н. Е.В. Косолапова, к.г.н. В.А. Лобковский. Эколого-экономическая оценка морской транспортировки сжатого газа. – М., 2017. – 248 с.
- 3 ООО «ИНТАРИ» Руководитель проекта CNGOffshore А.А. Власов. Технология CNG, 2006-2015.
- 4 Хауг А. Концепция инфраструктуры малотоннажного СПГ вдоль европейских рек // V международная конференция «Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика, 15 дек. 2017 г., г. Москва.

УДК 622.692.4

### ПОРОГОВЫЕ РАЗМЕРЫ ДЕФЕКТОВ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ РВС

*В.М. Варишцкий, Э.Н. Фигаров, Ю.Б. Григорьева,  
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Известно, что при изготовлении крупногабаритных конструкций со швами большой толщины и протяженности, к которым относятся и резервуары, неизбежно появление технологических дефектов. Дефекты являются концентраторами напряжений, при циклических нагрузках развиваются и служат источниками возникновения усталостных трещин.

В сварных швах, содержащих технологические дефекты плоскостного типа, возможно возникновение и развитие трещины уже на ранних стадиях эксплуатации. Поэтому оценка усталостной прочности сварных соединений резервуаров в запас долговечности может быть выполнена без учета стадии возникновения усталостной трещины.

В практике изготовления и эксплуатации резервуаров часто приходится решать вопрос о целесообразности выполнения ремонта обнаруженных при контроле технологических дефектов, размеры которых превосходят строительные допуски. Поскольку ремонт дефектов в сварных швах резервуаров сопряжен с большим объемом выборки металла и последующей заваркой (приводящей к возникновению остаточных напряжений), представляется целесообразным не производить исправление дефекта, если его влияние на работоспособность конструкции оказывается несущественным. В связи с этим возникает необходимость разработки расчетной методики, позволяющей определять т.н. пороговые размеры дефектов, при которых дефект при заданной цикличности нагружения не вырастет до критических размеров за заданный интервал времени.

В качестве расчётного дефекта плоскостного типа целесообразно выбрать внутреннюю или поверхностную трещину, ориентированную перпендикулярно к действующим напряжениям и развивающуюся с первых циклов нагружения.

Пороговые размеры дефектов должны назначаться с учетом достоверности их обнаружения неразрушающими методами контроля. В производственных условиях размеры внутренних дефектов, ориентированные по высоте шва, определяются существующими методами контроля с большой погрешностью. Достаточно надежно регистрируется максимальный линейный размер дефекта, находящийся в плоскости, перпендикулярной к направлению просвечивания, при рентгеновском методе контроля, или его эквивалентная площадь при ультразвуковом контроле.

Для резервуаров характерны многопроходные сварные швы, выполняемые автоматической сваркой под флюсом. Анализ технологических особенностей реальных многослойных сварных соединений и условий образования в них технологических дефектов позволяет считать, что размер дефекта по высоте шва не превосходит максимального размера валика наплавленного металла.

Анализ большого количества шлифов сварных соединений показал, что при автоматической сварке под флюсом размеры валиков наплавленного металла могут достигать 4—5 мм для перлитных сварочных материалов. Эти данные были приняты для одиночных технологических дефектов плоскостного типа в качестве начальных размеров по высоте шва, и, исходя из них, рассчитывались пороговые максимальные размеры технологических дефектов плоскостного типа.

В качестве расчетного дефекта выбрана поверхностная полуэллиптическая трещина. Критерий разрушения принят в виде диаграммы трещиностойкости [1]:

$$\left(\frac{K}{K_{IC}}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_H}{\sigma_B}\right)^4 = 1$$

где  $K$  – значение коэффициента интенсивности напряжений (КИН) в вершине поверхностной расчётной трещины,  $\text{МПа} \cdot \text{м}^{\frac{1}{2}}$ ;

$K_{IC}$  – критическое значение вязкости разрушения,  $\text{МПа} \cdot \text{м}^{\frac{1}{2}}$ ;

$\sigma_H$  – напряжения в нетто сечении,  $\text{МПа}$ .

$\sigma_B$  – предел прочности материала,  $\text{МПа}$ .

Вязкость разрушения принята по аппроксимационной зависимости [2]:

$$K_{IC} = \sigma_T \cdot \sqrt{0,64 \cdot \left(\frac{KCV \cdot A_V}{\sigma_T} - 0,01\right)}$$

где  $KCV$  – ударная вязкость по ГОСТ 9454,  $\text{Дж/см}^2$ ;

$A_V = 0,8 \text{ см}^2$ ;

$\sigma_T$  – предел текучести металла шва.

Значение КИН определяется по формуле:

$$K(a) = \sigma \sqrt{\pi a} \left[ M_1 + M_2 \left(\frac{a}{t}\right)^2 + M_3 \left(\frac{a}{t}\right)^4 \right] \cdot \left[ 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c}\right)^{1,65} \right]^{-0,5},$$

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \left(\frac{a}{c}\right), \quad M_2 = 0,89 \left[ 0,2 + \left(\frac{a}{c}\right) \right]^{-1} - 0,54,$$

$$M_3 = 0,5 - 0,89 \left[ 0,65 + \left( \frac{a}{c} \right) \right]^{-1} + 14 \left[ 1 - \left( \frac{a}{c} \right) \right]^{24},$$

где  $a$  – глубина расчетной трещины, мм;

$c$  – полудлина расчетной трещины, мм;

$\sigma$  – номинальные напряжения в стенке, перпендикулярные плоскости трещины в месте расположения дефекта, МПа;

$t$  – толщина шва, мм.

В точке на поверхности

$$K_c = K \left[ 1,1 + 0,35 \left( \frac{a}{t} \right)^2 \right] \sqrt{\frac{a}{c}}$$

Зависимость полудлины трещины с начальными размерами « $a_0$ », « $c_0$ » от ее глубины при циклическом росте определяется по формулам [3]

$$c(a) = \left[ c_0^{\frac{m}{2}+1} + \left( \frac{m}{2} + 1 \right) L(a) \right]^{\frac{1}{\frac{m}{2}+1}},$$

$$L(a) = \int_{a_0}^a \left[ 1,1 + 0,35 \left( \frac{a}{t} \right)^2 \right]^m a^{\frac{m}{2}} da.$$

С учётом этих соотношений получаем зависимость « $K = K(a, a_0, c_0)$ »,

Напряжения в нетто-сечении определяются по формуле [2]:

$$\sigma_H = \sigma \cdot M_s$$

где

$$M_s = \frac{1 - \frac{a}{t} M_t}{1 - \frac{a}{t}}$$

$$M_t = \sqrt{1 + 1,6 \frac{c^2}{R \cdot t}}$$

где  $R$  – радиус резервуара, м.

Пороговый максимальный размер расчётного дефекта « $c_0$ » определяется из решения уравнения

$$T - \frac{1}{N_{200} \cdot C} \cdot \int_{a_0}^{a_r(a_0, c_0)} \frac{1}{K(a, a_0, c_0)^m} da = 0$$

где  $C$  и  $m$  – параметры циклической трещиностойкости;

$T$  – заданный интервал времени, год;

$N_{200}$  – приведенная годовая цикличность нагружения резервуара, цикл/год;

$a_0$  – начальный размер расчетного дефекта по высоте шва, принятый равным максимальному размеру валика наплавленного металла, мм;

$a_r(a_0, c_0)$  – разрушающий размер расчетного дефекта по высоте шва, определяемый с помощью диаграммы трещиностойкости, мм.

Для исходных данных:  $T = 20$  лет,  $t = 20$  мм,  $\sigma_t = 295$  МПа,  $\sigma_B = 430$  МПа,  $K_{CV} = 30$  Дж/см<sup>2</sup>,  $a_0 = 5$  мм,  $\sigma_H = 295$  МПа,  $m = 3$ ,  $C = 6,892 \cdot 10^{-9}$  (МПа м<sup>0,5</sup>)<sup>-м.мм</sup>,  $N_{200} = 350$  цикл/год пороговый максимальный размер технологического поперечного дефекта горизонтального сварного шва составляет 38 мм. Максимальный размер предельного дефекта составляет 42 мм, размер предельного дефекта по высоте шва – 10,3 мм.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Механика катастроф. Определение характеристик трещиностойкости конструкционных материалов. Методические рекомендации. Том 2. Москва: ФЦНТП ПП «Безопасность», Ассоциация КОДАС, 2001, 254 с.
- 2 API 579-1/ASME FFS-1 2016 Fitness-For-Service.
- 3 Варшицкий В.М., Валиев М.И., Козырев О.А. Методология определения интервала повторных испытаний участка нефтепровода с трещиноподобными дефектами, Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, №3, 2013.

УДК 625.12

### **ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ ПРИ ОХЛАЖДЕНИИ ПАРАФИНОСОДЕРЖАЩИХ ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ**

*В.А. Вишняков, Г.М. Орлова, СамГТУ, г. Самара*

Застывающие нефти характеризуются высоким содержанием парафина. В трубопроводной практике под парафином понимается смесь парафинов различного состава. Парафины - предельные углеводороды метанового ряда ( $C_nH_{2n+2}$ ).

Начиная с  $C_{14}H_{30}$  и выше парафины имеют положительную температуру застывания, доходящую до  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $C_{32}H_{66}$ ). Отсюда следует, что при охлаждении парафиновых нефтей в них постепенно начинается выделение различных по химическому составу парафинов в виде отдельных кристаллов.

Увеличение количества выделяющегося парафина приводит к образованию пространственной структурной решетки парафина в нефти, в ячейках которой, иммобилизована жидкая часть нефти.

Прочность структурной решетки парафина возрастает как за счет выделения из нефти дополнительного количества твердого парафина, так и за счет повышения вязкости жидкой фазы нефти.

Механизм образования структурной решетки парафина заключается не только в непосредственном росте кристаллов парафина за счет их вставания, но и во взаимодействии оболочек, окружающих кристаллы парафина.

Поскольку, на практике, «застывание» нефтей происходит при содержании парафина в них даже при 10 %, следует считать основным в формировании структурной решетки парафина, образование в **объеме нефти коагуляционных структур, взаимодействующих через адсорбционные слои.**

Структурообразование в нефти является сложным процессом. На его протекание, и в дальнейшем на прочность парафиновой структуры влияет не только количество парафина, но и наличие в нефти асфальто-смолистых веществ, а также условия нагрева и охлаждения нефти.

На рисунке 1 и рисунке 2 представлены микрофотографии парафиновой нефти в проходящем свете, на которых темные включения - кристаллы парафина или их конгломераты

Следует отметить, что содержание парафина в нефти одинаковое (18 %), а температура застывания связана с размером и количеством кристаллов парафина в нефти.

На рисунке 1 мелкие кристаллы парафина равномерно распределены по объему нефти, что способствует созданию прочности структурной решетки парафина.

На рисунке 2 за счет проведенного процесса регулируемой термообработки нефти кристаллы парафина образовали достаточно крупные конгломераты, не способные создать прочную структурную решетку по всему объему нефти.

При понижении температуры и выделении из нефти парафина она начинает приобретать неньютоновские свойства (т.е. вязкость ее начинает зависеть от градиента скорости). При достижении определенной температуры, когда количество выделившегося парафина достаточно велико и способствует возникновению парафиновой решетки, нефть начинает представлять собой вязкопластичную систему, проявляющую свойства твердого тела.

Особенности поведения парафиновых нефтей при их трубопроводном транспорте объясняется их особыми реологическими свойствами. В работе выполнен анализ результатов исследований реологических свойств, который подтверждает особую роль параметра «начального напряжения сдвига», как показателя прочности пространственной парафиновой решетки в нефти.

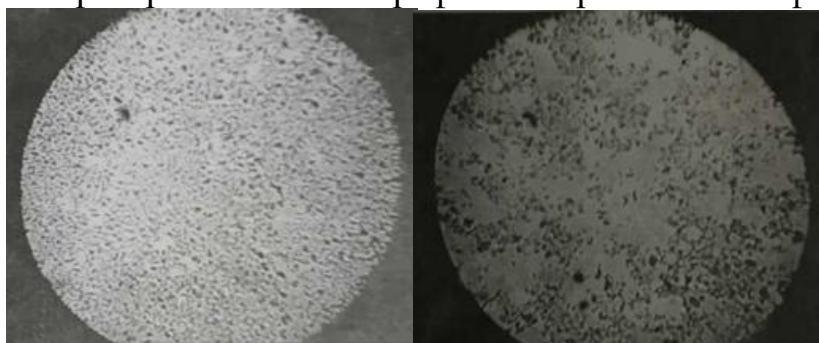


Рисунок 1

Рисунок 2

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Дегтерёв В.Н., Пименов А.В. Возобновление перекачки застывающих парафиновых нефтей после длительной остановки трубопровода. 2016. 25 с.
- 2 Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии М.: Колосс 2003, 311 с.
- 3 Дегтярев В. Н., Диденко В.С. Прибор для измерения начального напряжения сдвига парафиновых нефтей / Нефтяное хозяйство. 1973. № 10. 58-60 с.

УДК 629.123

### **КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАВУЧИХ ТЕРМИНАЛОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*Е.А. Волкова, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время производство, хранение и транспортировка СПГ – это актуальные и перспективные направления в нефтегазовой промышленности всего мира. Определяющее значение в транспорте СПГ занимает именно морской вид транспорта с помощью газозовозов или танкеров. Плавучие терминалы – это начальный и конечный пункт морской перевозки сжиженного природного газа, поэтому изучение их конструктивных особенностей представляет особый интерес для исследователя.

Плавучий терминал перекачивает сжиженный природный газ из метановозов в специальные емкости для хранения, регазификационная установка переводит СПГ в газообразное состояние и далее подает его в подводный газопровод через систему коллекторов. Плавучие терминалы СПГ находятся на рей-

де или у причала, соединены трубопроводом с берегом, а СПГ к ним доставляется челночными СПГ-танкерами [1].

Негативное воздействие на прибрежную экологию и высокая стоимость земли одни из главных предпосылок появления плавучих терминалов СПГ. Строительство приемных и отгрузочных терминалов сжиженного природного газа в прибрежной полосе приводит к сокращению сроков строительства по сравнению с наземными терминалами и удалению объектов сжиженного газа от населенных пунктов. Также достоинствами плавучих терминалов СПГ являются: высокий уровень промышленной безопасности, изменение местоположения, соответствие экологическим требованиям, отсутствие негативного воздействия на прибрежную полосу [3].

В 2005 году был запущен первый в истории плавучий терминал СПГ американской компанией ExcelerateEnergy. Строительство плавучих терминалов СПГ достаточно новая отрасль газовой промышленности.

Существуют два способа производства плавучих терминалов сжиженного природного газа:

- реконструкция существующего танкера или метановоза с установкой на него системы регазификации СПГ;
- строительство плавучего терминала «с нуля».

Первым плавучим терминалом для сжиженного природного газа, построенным первым способом, был танкер типа Moss 1975 года выпуска, который был переоборудован сингапурской компанией Keppel в регазификационный терминал. Для погрузки и разгрузки метановозы должны были швартоваться с борт-о-борт с плавучим терминалом, для регазификации СПГ использовались испарители с промежуточным теплоносителем, исключающие возможность замерзания морской воды.

Конструкция плавучих терминалов может состоять из следующих блоков:

- блок приемки сжиженного природного газа;
- блок распределения, состоящий из насосно-компрессорного оборудования, системы технологических трубопроводов и коллекторов жидкой и паровой фаз;
- блок хранения;
- блок для регазификации;
- блок отгрузки сжиженного природного газа.

Все конструкции, оборудование, установки и трубопроводы для сжиженного природного газа должны изготавливаться из хладостойких легированных сталей (применяемые марки ОН9, Х18Н9, инвар) и спроектированы таким образом, чтобы диаметры сбросных или предохранительных клапанов соответствовали объему СПГ в емкости (резервуаре) [4]. Оборудование блоков плавучих терминалов:

- теплоизоляция;
- система трубопроводов для жидкой фазы, для паровой фазы, для воды, для инертного газа и вспомогательные трубопроводы;
- системы подготовки инертного газа;
- система охлаждения СПГ;

- система подогрева СПГ (регазификация);
- система сжатого воздуха;
- система водяного орошения;
- система контроля атмосферы;
- система по измерению температуры, давления и уровня СПГ [2].

Для производства теплообменников, используемых для СПГ, часто используют алюминий. Также алюминий может находиться в прямом контакте со сжиженным природным газом, если СПГ не содержит примесей, которые вызывают коррозию алюминия, а именно ртуть [4].

Таким образом, современное состояние морской транспортировки СПГ оценивается как высокотехнологичное и инновационное. Плавучие терминалы – это начальный и конечный пункт морской перевозки сжиженного природного газа, поэтому изучение их конструктивных особенностей представляет особый интерес для исследователя.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Голяшев, А.В. Перспективы СПГ-терминалов на востоке Балтики [Текст] / А.В. Голяшев // Академия энергетики. – 2013. – № 1. – С. 58-59.
- 2 Лесконог, А.А. Особенности и основные проблемы обеспечения промышленной безопасности терминалов сжиженного природного газа [Текст] / А.А. Лесконог, Г.Ю. Чуркин // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – № 12. – С. 57-62.
- 3 Федорова, Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование: монография / Е.Б. Федорова. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – С. 89-123.
- 4 Чуркин, Г.Ю. Вопросы обеспечения промышленной безопасности терминалов СПГ [Текст] / Г.Ю. Чуркин, А.А. Лесконог // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 5. – С. 439-448.

УДК 621.65.03

### **УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ**

*В.Э. Габдрахимов, ООО «Башнефть-Добыча», г. Октябрьский,  
В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа*

Известно, что для перекачки любой жидкой среды (нефть, вода и др.) в нефтедобывающей и нефтеперекачивающей промышленности используются высокопроизводительные и высоконапорные насосные агрегаты (НА) с электродвигателями большой мощности.

Несмотря на высокий КПД, современные НА обладают недостатком, который значительно снижает их экономическую эффективность. В первую очередь, это относится к большим тепловыделениям и значительному перегреву электродвигателя НА в процессе его работы. Это обусловлено ограниченностью рабочего пространства помещения, где он установлен, что снижает эффективность охлаждения воздушным вентилятором, которым оборудован электродвигатель. По этой причине происходит перегрев обмоток статора электродвигателя, что приводит к их быстрому износу из-за температурных деформаций, а также к срабатыванию автоматической защиты и его остановке для охлаждения и, соответственно, к простоем в работе по перекачке среды.

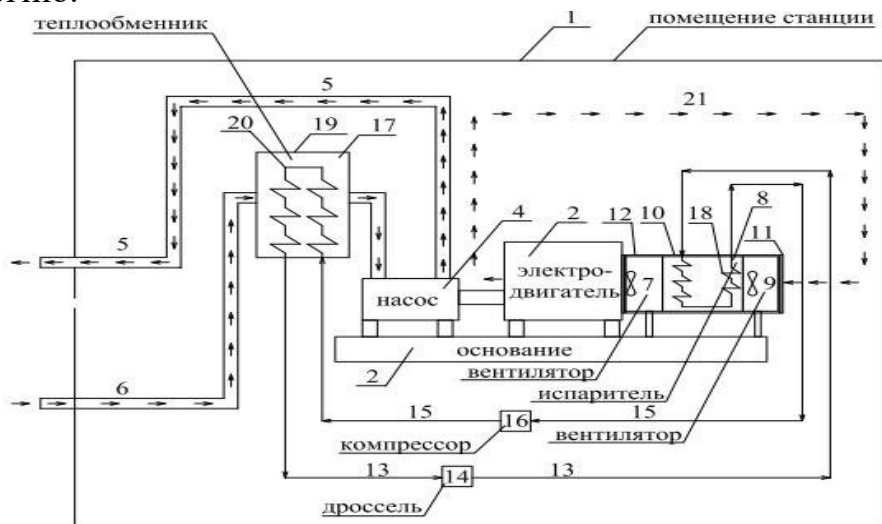


Для защиты обмоток статора от перегрева останавливается не только электродвигатель, но и, соответственно, охлаждающий вентилятор, при этом происходит температурное удлинение обмоток статора, так как электродвигатель является «аккумулятором» тепла, а избыточное тепловыделение снимается путем неэффективного радиационного излучения, что приводит к быстрому износу как изоляции, так и самих обмоток.

Для охлаждения температуры внутри помещения, например, для перекачки нефтепродуктов, применяется приточно-вытяжная вентиляция и кондиционирование. Температура внутри помещения для перекачки нефтепродуктов не должна подниматься выше плюс 40 град С [1].

Известна система охлаждения электродвигателя переменного и постоянного тока с замкнутым циклом вентиляции (с установленным отдельным вентилятором) и дополнительным водяным охлаждением. При этом, выделяемое тепло электродвигателя не утилизируется и не используется, а выбрасывается в окружающую среду.

Цель нашего исследования заключается в повышении уровня технологичности работ по перекачке жидких сред насосом в закрытом помещении, за счет обеспечения эффективной утилизации теплоизбытков, образующихся при работе насосной перекачивающей станции (нефть, вода и др.), вызванных электродвигателем для насоса, солнечной радиацией, технологическими трубопроводами, влияющих на эксплуатационные качества рабочего оборудования. Кроме того, уровень технологичности работ по перекачке жидкой среды насосной станцией повышается за счет направления утилизированных теплоизбытков на нагрев перекачиваемой среды, что в свою очередь снижает вязкость среды и, соответственно, уменьшает затраты на электроэнергию.



1 - насосное помещение, 2 - основание НА, 3 - электродвигатель НА, 4 - насос, 5 - нагнетательный трубопровод, 6 - всасывающий тр/д, 7 - выкидной вентилятор, 8 - фреоновый испаритель, 9- дополнительный вентилятор, 10-соединительный воздуховод, 11 - забор воздуха, 12 - выброс охлажденного воздуха, 13 - линия подачи фреона, 14 - дроссель, 15 - высокотемпературный контур, 16 - компрессор, 17- кожухотрубный теплообменник, 18 - змеевик испарителя, 19 - корпус теплообменника, 20 - змеевик теплообменника, 21 - направление потока воздуха

Рисунок 1- Принципиальная схема устройства охлаждения

Применение данного устройства охлаждения обеспечивает поддержание необходимой постоянной температуры воздуха, направленного на охлаждение статора (теплообменной рубашки) электродвигателя. За счет этого исключается перегрев электродвигателя и, соответственно, нет простоев в перекачке среды в летний и переходный периоды, а также увеличивается ресурс электродвигателя НА, исключаются плановые дорогостоящие ремонты по замене обмоток статора.

Обеспечивается выполнение условий энергосбережения и энергоэффективности, поскольку выделяемое тепло от электродвигателя, а также поступающее тепло от солнечной радиации и трубопроводов идет на нагрев перекачиваемой среды, что в свою очередь уменьшает вязкость и соответственно затраты на электроэнергию.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила технической эксплуатации нефтебаз. Приказ № 232 от 19 июня 2003г., Минэнерго РФ.
- 2 Пупченко И.Н., Судаков А.А., Князев А.А., Утляков С.Г. Практика измерения коэффициента полезного действия насосов системы поддержания пластового давления на объектах ОАО «Самаранефтегаз» // Инженерная практика. 2014. №10. С. 66-68.

УДК 622.692

### **МЕТОД ОПТИМАЛЬНОЙ РАССТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ОБЪЕМОВ РАЗЛИВОВ И ОТКАЧКИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*В.М. Галлямов, АО «Транснефть – Урал», г. Уфа*

*Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа*

Нормы проектирования магистральных трубопроводов регламентируют рекомендуемые места установки запорной арматуры, привязываясь при этом к категориям участков трубопровода и среднему расстоянию между линейной запорной арматуры. Последний фактор не всегда определяет действительный потенциальный риск при разливе в аварийных ситуациях, так как его величина в первую очередь связана с профилем трассы, наличием как нисходящих, так и восходящих участков, при этом высшие точки профиля будут соответствовать малым разливам, участки в низинах максимальным. Такой подход предложен в работе [2], в частности он позволяет довольно быстро и эффективно решать задачи по расстановке запорной арматуры графоаналитическим путем.

Не мене важной, но уже эксплуатационной задачей, также зависящей от фактических мест расстановки и количества линейной запорной арматуры, является минимизация объема и времени откачки продукта, также решаемой графоаналитическим путем согласно регламентирующим документам [1].

О недостатке графоаналитических методов, сложных в автоматизации для расчетов откачки на протяженных участках пересеченной местности, изложено в [5], для чего разработан полностью автоматизированный расчетный алгоритм, основанный на предложенной интегральной модели истечения [3, 4].

Адаптация указанной модели и алгоритма применительно к методике [2], позволит решать одновременно три задачи – сократить риски больших разливов и объемы откачки при ремонтных работах за счет оптимального расположения запорной арматуры на линейной части.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД-75.180.00-КТН-362-09. Методика расчета объемов и времени освобождения от нефти участков магистральных нефтепроводов для проведения плановых работ.
- 2 Самойлов, Б.В. Расчет на ЭВМ оптимального размещения задвижек на линейной части магистральных нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 1977. - №9. – С.53-54.
- 3 Галлямов, В.М. Определение параметров самотечного опорожнения трубопровода с помощью интегральной модели истечения / Галлямов В.М., Айдагулов И.Т., Янбарисов Т.А., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2018. № 4. С. 11-16.
- 4 Галлямов, В.М. Расчет откачки при ремонте линейной части с использованием интегральной модели истечения / Галлямов В.М., Айдагулов И.Т., Янбарисов Т.А., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2018. № 5-6. С. 19-22.

УДК 66.026.2

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СВЕРХЗВУКОВОГО СОПЛА С УЧЕТОМ СКАЧКА УПЛОТНЕНИЯ**

*В.Р. Галлямов, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа*

Природный газ состоит из многих компонентов. Основным является метан, его объемная доля в скважинной продукции составляет порядка 90% [1]. Помимо метана, в состав природного газа входят этан, пропан, тяжелые углеводороды, вода, углекислый газ и сероводород.

В результате изменения термобарических условий при транспортировке газа может происходить конденсация тяжелых углеводородов, паров воды и углекислоты. Это приводит к образованию жидкостных скоплений и гидратов. Аккумулированная жидкость ускоряет развитие процессов коррозии. Скопления жидкости и образования гидратов приводят к частичному перекрытию проходного сечения газопровода. В результате этого увеличиваются перепад давления по длине. Рост гидратов может привести к остановке газопровода [2].

Для предотвращения образования конденсата перед транспортировкой природного газа осуществляется его осушка. Для сепарации природного газа широкое применение получили процессы, основанные на использовании хемосорбции и физической адсорбции, мембран, а так же низкотемпературной сепарации (НТС). Перспективной технологией, реализующей процесс НТС, является сверхзвуковая сепарация.

Принцип работы сверхзвукового сепаратора заключается в совмещении процессов конденсации и циклонной сепарации. Конденсация компонент газа достигается путем адиабатического охлаждения в результате изоэнтропического расширения газа в профиле сверхзвукового сопла.

При использовании сверхзвукового сопла возможно восстановление исходного давления на 70-80%. В результате достижения более низких температур обеспечивается более глубокое извлечение тяжелых углеводородов. Ввиду высоких скоростей потока газа в профиле сопла, не происходит образование гидратов.

При течении газа в профиле сверхзвукового сопла происходит снижение его давления, температуры и увеличение скорости. При течении за критическим сечением эти процессы продолжаются. Изоэнтропическое расширение не может продолжаться до выходного давления, поэтому происходит необратимый

разрыв, называемый ударной волной или скачком уплотнения. Ударной волной называется резкое возмущение, в результате которого значительно изменяются давление, температура и другие характеристики потока, включая энтропию.

Положение скачка уплотнения необходимо учитывать при решении задач конденсации. В результате ударной волны происходит скачкообразное увеличение давления, температуры. Увеличение температуры потока приводит к испарению конденсата. Таким образом, сепарация становится менее эффективной.

Для разработки численной модели сверхзвукового сепаратора необходимо учитывать возникновение скачка уплотнения. Поэтому в данной работе была доработана методика расчета параметров сопла и потока, представленная в работе [3]. В данной работе методика расчета параметров газа при течении в профиле сверхзвукового сопла усложнена возникновением скачка уплотнения.

В результате доработки аналитической модели был получен геометрический профиль сверхзвукового сопла, представленный на рисунке 1. Расположение скачка уплотнения показано на рисунке вертикальной пунктирной линией.

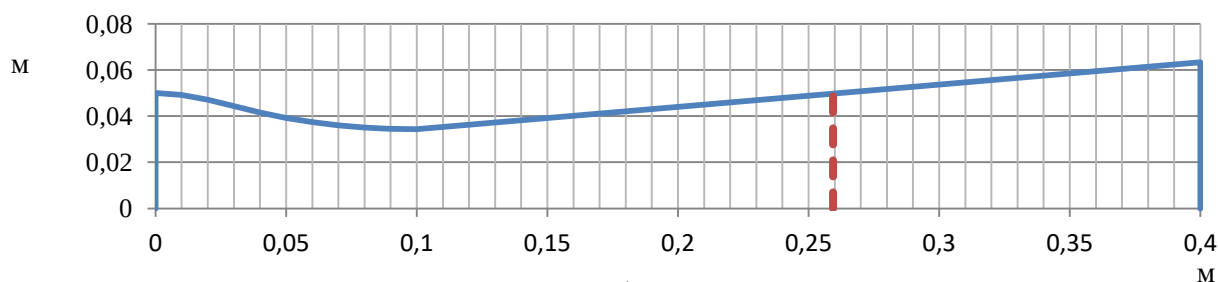


Рисунок 1 – Геометрия профиля сверхзвукового сопла

Положение скачка уплотнения было верифицировано численным моделированием. На рисунке 2, представлен градиент распространения давления в сверхзвуковом профиле.

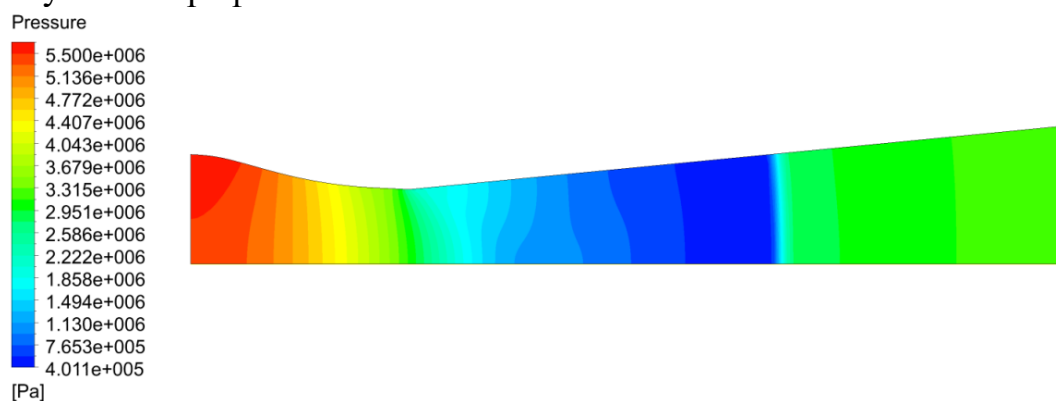


Рисунок 2 – Градиент изменения давления по длине сопла

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Малышкина, М.М., О структуре газодинамического потока в сверхзвуковом сепараторе природного газа / Малышкина М.М. – ТВТ, 2008, том 46, выпуск 1, 76–84 с.
- 2 Jiang B., Wenming J., Danyang H., Condensation characteristics of CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> mixture gas in a supersonic nozzle, Powder Technology 329 (2018) 1–11.
- 3 Галлямов, В.Р., Моделирование работы сверхзвукового сопла на различных этапах разработки газового месторождения / В.Р. Галлямов, А.В. Колчин /Материалы VI Международной научно-практической конференции – 111-114 с.

## **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТОВ**

*Э.М. Галлямин, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Объектом исследования является линейная часть магистрального трубопровода, расположенная в слабонесущих грунтах, в условиях пойменной зоны и зоны болот.

Предмет исследования: воздействие слабонесущих грунтов на трубопровод, приводящее к изменению его проектного положения.

Ключевые слова: Обеспечение проектного положения трубопровода, трубопровод в слабонесущих грунтах, анкеры, балластировка.

Магистральные трубопроводы, расположенные на севере Европейской части России и в Западной Сибири, начали прокладывать ориентировочно с середины 60-х годов прошлого столетия. Перед проектировщиками и строителями сразу же возникла серьезная проблема – трубопровод необходимо было прокладывать в среде слабонесущих грунтов. За последующие годы множество организаций и исследователей работало над этой проблемой, но окончательного решения, удовлетворяющего всем требованиям, не получено и до настоящего времени.

При строительстве и эксплуатации первых ниток трубопроводов в зонах болот и обводненных грунтов образовалось немалое количество участков с непроектным положением трубы, представляющим собой ее выпучивание, выход и перемещения на поверхность. Все случаи непроектного положения трубопровода относятся к такому понятию, как «потеря продольной устойчивости» или, что более точно, «потеря общей устойчивости трубопровода в продольном направлении». Техничко-экономическая актуальность решения данной проблемы магистральных трубопроводов настолько велика, что еще несколько лет назад исследователи считали ее одной из наиболее крупных проблем, решение которых позволит повысить надежность и безопасность трубопроводного транспорта в будущем. Регулярное появление участков магистрального трубопровода в непроектном положении кроме повышения вероятности разрушения трубопровода требует громадных финансовых затрат на их устранение, что, следовательно, понижает экономический потенциал нефтегазотранспортных предприятий и промышленности страны в целом.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1 Димов Л.А. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности: учеб. пособие / Л.А. Димов, Е.М. Богушевская. – М: Горная книга. МГТУ, 2010. – 392с.

## **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА АНКЕРНЫМИ СИСТЕМАМИ**

*Э.М. Галлямин, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Рассмотрен вопрос актуальности обеспечения проектного положения магистрального трубопровода в условиях слабонесущих грунтов с применением анкерных устройств.

В настоящее время проблема балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводненных, слабонесущих грунтах особо актуальна в связи с все большим освоением месторождений Западной Сибири.

Одним из условий надежной работы трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения трубы на проектных отметках, которое достигается методом балластировки и закрепления. Существует множество способов закрепления трубопроводов от всплытия на проектных отметках. Каждый из них имеет свои особенности, которые надо учитывать при прокладке в сложных условиях.

В последнее время для закрепления трубопровода все чаще начинают прибегать к использованию анкерных систем. Применение анкерных устройств позволяет значительно снизить трудоемкость работ и уменьшить объем грузоперевозок. Сложность обеспечения надежности трубопровода в течение всего срока эксплуатации является недостатком, сдерживающим его широкое распространение.

На данный момент основными задачами исследований способов и методов обеспечения устойчивого положения трубопроводов являются повышение надежности, снижение их материалоемкости и трудоемкости при производстве работ.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Вишневская Н.С. Обеспечение устойчивого положения магистральных газонефтепроводов на проектных отметках [Текст]: метод.указания/ Н.С. Вишневская, М.В. Тюфякова, Е.В. Карнович.–Ухта: УГТУ, 2014.– 59 с.

УДК 621.642.3

### **ПОДВОДНЫЕ НЕФТЕХРАНИЛИЩА ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА**

*Н.С. Ганцев, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г.Уфа*

Добыча углеводородов постепенно переносится из мелководных незамерзающих морей на акватории с весьма суровыми условиями природной среды, нередко расположенные в отдалении от обустроенных объектов береговой инфраструктуры. Сложный рельеф дна и большие глубины вызывают технологические трудности при прокладке подводных трубопроводов, количество отказов которых по существующим статистическим данным все еще остается высоким. Поэтому, в цепочке добычи, транспорта и хранения углеводородного сырья на море возникает необходимость использовать подводные резервуары как средства для временного накопления и выполнения технологических операций по загрузке в танкеры в максимально сжатые сроки.

Начало резервуаростроения в Российской Империи было положено в 1878г. академиком В.Г. Шуховым, а уже в начале XX века появились и первые проекты подводных нефтехранилищ, которые нашли широкое применение в период Второй мировой войны с целью хранения стратегических запасов горючего. Известно более сотни различных конструкций подводных резервуаров, разработанных в нашей стране и за рубежом.

Подводные нефтехранилища являются неотъемлемым технологическим звеном в составе комплексов подводного обустройства, применяемых на более чем 130 месторождениях в мире. В замерзающих районах Арктики, где навига-

ционный период ограничен 3 – 4 месяцами и ледовая нагрузка весьма высока, они позволяют осуществлять разработку как в комплексе с гравитационными и плавучими платформами, так и подо льдом при полностью подводной схеме, без использования надводных конструкций.

Важную роль подводные нефтехранилища играют в реализации концепции арктической подводной транспортной системы для загрузки полностью погруженных подводных судов и последующей подледной транспортировки углеводородов в бассейне Северного Ледовитого океана.

Таким образом, учитывая огромные запасы нефти, перспективу освоения крупных шельфовых месторождений с применением подводных добычных комплексов, а также реализацию Федеральной целевой программы «Развитие гражданской морской техники», сооружение подводных стационарных нефтехранилищ с высоким уровнем эксплуатационной надежности и экологической безопасности является в настоящее время чрезвычайно важной и актуальной задачей для нефтегазовой отрасли России.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Бородавкин, П.П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование / П.П. Бородавкин. — Москва: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2006. — 555 с.
- 2 Кульмач, П.П. Морские сооружения для освоения полярного шельфа / П.П. Кульмач. — Москва: 26 ЦНИИ МО РФ, 1999. — 336 с.
- 3 Симаков, Г.В. Морские гидротехнические сооружения на континентальном шельфе / Г.В. Симаков, К.Н. Шхинек, В.А. Смелов, Д.В. Марченко, Н.Г. Храпатый. — Ленинград: Судостроение, 1989. — 328 с.
- 4 Сонин, М.С. Перспективы применения подводных нефтехранилищ на месторождениях арктического шельфа / М.С. Сонин, М.Н. Мансуров // НефтегазРу (Neftegaz.ru). — 2015. — № 7 – 8. — С. 14 – 17.

УДК 622.691.4-049.32:338.45

### **МЕТОДЫ И СРЕДСТВА МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ**

*А.Р. Гизатуллин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа*

При проведении ремонта участка магистрального газопровода основным приемом его опорожнения является стравливание газа в атмосферу. Нерациональные потери газа несут убытки компании, экологические штрафы, кроме того, приводят к загрязнению атмосферного воздуха [1].

Минимизация потерь газа в выводим из работы участка газопровода с достижением максимально возможного ресурсосберегающего эффекта – одна из ключевых задач повышения энергоэффективности магистрального транспорта. Существуют различные технологии выработки газа на отключаемом участке: подача газа через газораспределительную станцию (ГРС) потребителям; выработка газа из отключенных участков МГ на основе газоперекачивающих агрегатов (ГПА); использование струйных эжектирующих установок для перекачки газа; перепуск газа в проходящий параллельно газопровод (смежный участок газопровода), в том числе с помощью мобильных компрессорных станций (МКС) [2].

Вышеуказанные технологии позволяют увеличить объемы сэкономленного газа, за счет сокращения объема срабатываемого газа и уменьшения выбросов метана в атмосферу из отключенного участка газопровода, повысить эффективность в области ресурсосбережения.

В работе проанализированы существующие технологии, спроектирована МКС с глубокой откачкой газа, а также предложена методика расчета времени перекачки газа из отключенного участка.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2018 год [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/47/833239/gazprom-ecology-report-2018-ru.pdf> (дата обращения: 08.03.2019).

2 Гадельшина, А.Р. Анализ эффективности применения мобильных компрессорных станции в магистральном транспорте газа / Трубопроводный транспорт-2015: сб. тр. межд. учебн.-науч.-практич. конф. Уфа: УГНТУ, 2015. – С. 133.

УДК 620.262

### **ТЕХНОЛОГИЯ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭР ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ**

*Д.В. Гильмутдинов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

В странах экспортерах и импортерах сжиженного природного газа различают два термина: 1) сжиженный нефтяной газ (LPG) и 2) сжиженный природный газ (LNG). Первый относится к углеводородам C<sub>3</sub> и C<sub>4</sub>, второй – к смесям углеводородов C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> и C<sub>3</sub>, получаемый из природного газа. Основным преимуществом сжиженного газа по сравнению с «сухими» является его возможность экономически выгодного беструбопроводного транспорта на большие, средние и малые расстояния. В промышленности СПГ применяется для термической обработки металла, в случае необходимости они могут временно заменять природный газ в технологических процессах. Основными преимуществами СПГ по сравнению с компримированным газом являются:

1. меньшие габариты, масса и стоимость резервуаров;
2. низкое давление хранения СПГ;
3. увеличенная длина пробега транспортных средств;
4. меньшие земельные площади для заправочных станций;
5. возможность регазификации СПГ и использование, как компримированного.



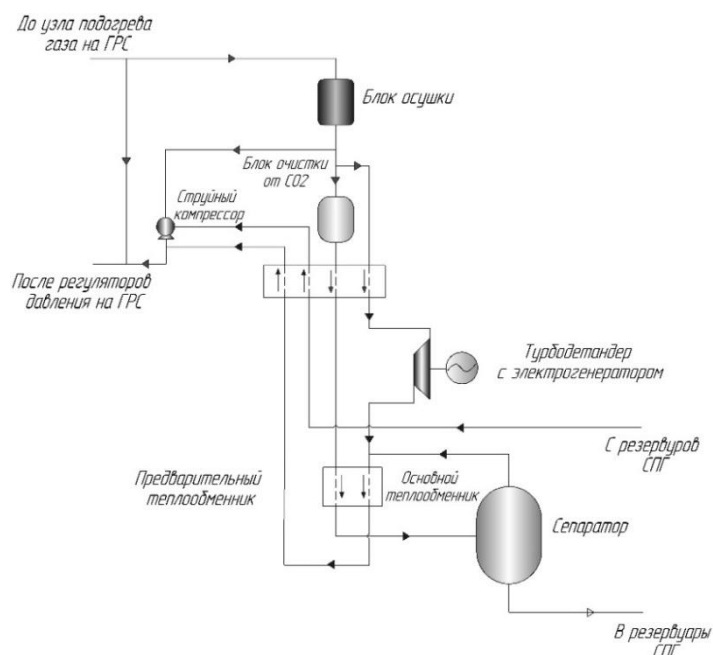


Рисунок 1 – Технологическая схема сжижения природного газа

Существуют различные виды установок для малотоннажного производства СПГ (< 1 млн.т/год) такие, как: установки по дроссельному циклу, установки с азотным циклом, установки дроссельного цикла с вихревой трубой и установки с дроссельно-детандерным циклом. Наиболее оптимальным вариантом для пониженных температур на сегодняшний день является установки с детандерным циклом сжижения, так как данные установки достигают максимального понижения температуры с минимальными капитальными затратами.

Процесс производства СПГ осуществляется следующим образом. С ГРС (газораспределительная станция) газ под давлением отбирается до узла предотвращения гидратообразования и поступает на вход комплекса по производству СПГ. Природный газ осушается, после этого поток разделяется на охлаждаемый и турбодетандерный, охлаждаемый направляется на блок очистки от CO<sub>2</sub>. Далее охлаждаемый и турбодетандерный направляются в предварительный теплообменник, где турбодетандерный и охлаждаемый поток понижают свою температуру от потока газа из резервуаров СПГ и турбодетандерного потока после основного теплообменника. Турбодетандерный поток после предварительного теплообменника поступает в турбодетандер, где в следствии понижения давления понижается температура (эффект Джоуля-Томсона) и после ТД в основном теплообменнике турбодетандерный поток охлаждает охлаждаемый. Далее двухфазная смесь природного газа подается в сепаратор, где происходит отделение жидкой фазы. СПГ из сепаратора сливается в криогенные емкости блока хранения. Паровая фаза смешивается с турбодетандерным потоком и нагреваясь в теплообменниках подается на выход ГРС.

Сегодня спрос на СПГ постоянно повышается. Развитие малотоннажного производства СПГ в России имеет большое значение как в социальном, так и в экономическом плане. Изначально малотоннажное производство СПГ возникло в форме установок для покрытия пикового спроса природного газа, но в наши дни их предназначение не только в этом. Применение малотоннажных установок по-

зволяет на локальном, социальном и промышленном уровне обеспечивать энергоресурсами удаленные города и поселки. Кроме того, перспективным направлением развития отрасли является применение СПГ в качестве моторного топлива. Однако в России отсутствует сеть крио-АЗС. Увеличить их число способно развитие малотоннажного производства СПГ. Применение природного газа в качестве моторного топлива приведет к уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу, повышению энергоэффективности и экономичности транспорта.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 «Сжиженные углеводородные газы», Рачевский Б.С., г. Москва, 2009 г., – 456 стр.
- 2 ГОСТ Р 55892-2013 «Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования», г. Москва, 2013 г., – 44 стр.
- 3 Р Газпром 2-6.2-600-2011 «Применение турбодетандерных энергетических установок и расчет их основных параметров», В.В. Гоголюк, С.Н. Великий, г. Москва, 2014 г., – 133 стр.
- 4 ГОСТ Р 56352-2015 Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности, 2015 г., – 29 стр.

УДК 621.644.8

### **АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

*Э.А. Гиляева, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа*

Обеспечение экологической и промышленной безопасности трубопроводного транспорта углеводородов – нефтепроводов, продуктопроводов – всегда была актуальной. Нефтепроводы функционируют под высоким давлением, и при их разгерметизации происходит масштабный по объему выброс перекачиваемой среды. За счет этого не только причиняется материальный ущерб компаниям трубопроводного транспорта из-за потерь перекачиваемой среды, расходами на ликвидацию аварий, штрафными выплатами, но и влечет за собой загрязнение окружающей природной среды, приводит к созданию предпосылок для появления чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера.

Для безопасной эксплуатации нефтепроводного транспорта, защиты от несанкционированных врезок нужен надежный механизм непрерывного дистанционного контролирования технического состояния нефтепроводов с опциями детектирования течей и охраны. Такие механизмы интенсивно производятся как в России, так и за границей.

Спектр методов обнаружения утечек из трубопроводов достаточно широк, при этом каждый из методов основан на определенном физическом явлении или принципе.

В литературных источниках рассмотрена проблема классификации современных методов обнаружения утечек, но, несмотря на это, на данный момент не существует какой-либо единой общепринятой классификации. В зависимости от расположения оборудования и датчиков, которые используются в применяемом методе, по отношению к наблюдаемому трубопроводу методы делятся на внутренние и внешние. Также все методы можно классифицировать по следующим признакам: по взаимодействию со средой, по периодичности контроля, по критерию обнаружения утечек.

Целью экономического анализа является сравнение трех систем определения утечек на магистральном нефтепроводе с последующим выявлением экономических

показателей. Были рассмотрены 3 современные системы обнаружения утечек, имеющиеся на рынке: СОУ «СОУиКА», СОУ «Нефтеавтоматика», СОУ «ИСМТ».

«СОУиКА» (Система Обнаружения Утечек и Контроля Активности) в настоящий момент базируется на двух подсистемах – DTS (Distributed Temperature Sensor, распределенный датчик температуры) и DVS (Distributed Vibration Sensor, распределенный датчик вибрации). DTS в режиме реального времени анализирует изменения в температурном поле и с пятиметровой точностью обнаруживает утечки газа, нефти и других жидкостей, в том числе в многофазных трубопроводах. DVS путем анализа вибраций в непосредственной близости от трубопровода указывает на активность третьих лиц и другие потенциальные опасности в охранной зоне. На основе анализа комплексного рассеяния светового потока, генерируемого лазерным излучателем, «СОУиКА» обеспечивает точное обнаружение местонахождения и характера вибраций, пространственных перемещений и изменений температурных характеристик вдоль и вблизи протяженных объектов – таких как трубопроводы, железные и автомобильные дороги, а также линии электропередач.

В основе СОУ ОАО «Нефтеавтоматика» лежат 4 метода обнаружения утечек: 1) метод материального баланса; 2) метод определения утечки по волне давления; 3) метод анализа профиля давления по длине трубопровода; 4) метод анализа зависимости расхода и давления.

«ИСМТ» (Инфразвуковая Система Мониторинга Трубопроводов): принцип работы основан на использовании инфразвукового метода регистрации сигналов и специальных математических алгоритмов их обработки.

Были построены оценочные карты для сравнения конкурентных систем. При анализе оценочной карты сделан вывод, что представленная «СОУиКА» наиболее конкурентоспособная из представленных – это достигается за счет высоких технических критериев, которые характеризуют функциональность системы. Просуммировав экономические критерии, можно сделать вывод, что система не выгодна по сравнению с конкурентами, но это обусловлено, в основном, дороговизной системы и этот недостаток компенсируют достоинства технической части. Высокие технические характеристики системы, такие как точность и скорость обнаружения системы являются главными конкурентными преимуществами, потому что при устранении утечки нефти экономический ущерб растет с каждой секундой. Также произвели определение ресурсной и финансовой эффективности исследования, из которого следует, что волоконно-оптическая система определения утечек («СОУиКА») является наиболее конкурентоспособной из представленных, а также обладает лучшим интегральным показателем эффективности.

УДК 622.692.4: 532.542

## **ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ ИЛИ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ДОБАВКОЙ, ИНЖЕКТИРУЕМОЙ В ПОТОК С ПЕРЕМЕННЫМ РАСХОДОМ**

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

Перекачка нефти или нефтепродукта(-ов) с противотурбулентной добавкой, уменьшающей гидравлическое сопротивление транспортируемой жидкости, сдела-

лась к настоящему времени едва ли ни стандартной технологией, широко обсуждаемой в инженерно-научных изданиях и применяемой на практике. Так, например, в фундаментальной монографии [1] содержится всесторонний анализ этой проблемы. Значение этой новой прогрессивной технологии для отрасли возросло особенно сейчас, когда готовится к вводу в эксплуатацию первый завод по производству отечественных противотурбулентных добавок.

Промышленное применения противотурбулентных добавок невозможно без ответа на ряд вопросов: как участки трубопровода заполняются добавкой после начала ее инъекции, как изменяется концентрация противотурбулентной добавки в процессе инъекции, и в том числе, после прекращения такого инжектирования. Более общий вопрос – как изменяется концентрация противотурбулентной добавки на участке трубопровода, если эта добавка вводится в поток транспортируемой жидкости с переменным расходом, в том числе если ее ввод временно прекращается или начинается вновь. Ответ на эти вопросы представлен в настоящем докладе.

Основное уравнение для концентрации  $c(x,t)$  противотурбулентной добавки в потоке жидкости в трубопроводе с учетом ее продольного перемешивания и путевой деструкции имеет вид

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v \frac{\partial c}{\partial x} = K \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - \beta c, \quad (1)$$

где  $x, t$  – координата сечения трубопровода и время, соответственно;  $v$  – скорость перекачки;  $K$  – продольный коэффициент перемешивания ( $\text{м}^2/\text{с}$ );  $\beta$  – коэффициент путевой деструкции ( $\text{с}^{-1}$ ). Коэффициент  $K$  продольного перемешивания известен в теории и хорошо изучен исследователями, занимавшимися последовательной перекачкой нефти и нефтепродуктов по трубопроводам, а коэффициент  $\beta$  путевой деструкции определяется экспериментально для каждой добавки отдельно [1,2].

Ответ на поставленный вопрос находится путем решения так называемой краевой задачи для уравнения (1) на «полубесконечной» ( $x > 0$ ) прямой в случае, когда концентрация инжектируемой добавки непрерывно задается в начальном сечении участка  $c(0,t) = \varphi(t)$  в зависимости от времени ( $t > 0$ ). В частности, функция  $\varphi(t)$  может быть кусочно-постоянной, т.е. добавка может вводиться с изменяющейся концентрацией или не вводиться вовсе.

Заменой неизвестной согласно соотношению [3]

$$c(x,t) = \exp\left(\frac{2vx - v^2t}{4K} - \beta t\right) \cdot \theta(x,t) \quad (2)$$

уравнение (1) для концентрации сводится к хорошо известному уравнению теплопроводности

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = K \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} \quad (3)$$

для функции  $\theta(x,t)$  с краевым условием в начале ( $x = 0, t > 0$ ) участка трубопровода:

$$\theta(0,t) = \exp\left(\frac{v^2t}{4K} + \beta t\right) \cdot \varphi(t). \quad (4)$$

Решение уравнения (3) с условием (4) представляется интегралом Дюгамеля [4]:

$$\theta(x,t) = \frac{K}{2\sqrt{\pi}} \int_0^t \frac{x}{[K(t-\tau)]^{3/2}} \exp\left(-\frac{x^2}{4K(t-\tau)}\right) \cdot \theta(0,\tau) d\tau. \quad (5)$$

После возвращения к прежней неизвестной  $c(x,t)$ , получаем выражение

$$c(x,t) = \frac{K}{2\sqrt{\pi}} e^{-\beta t} \cdot \int_0^t \frac{x}{[K(t-\tau)]^{3/2}} \exp\left(-\frac{[x-v(t-\tau)]^2}{4K(t-\tau)}\right) \cdot \varphi(\tau) d\tau. \quad (6)$$

Интеграл, стоящий в правой части этого выражения, сходится и без особого труда вычисляется стандартным численным методом.

Полученный результат можно использовать для расчета переходных гидравлических режимов перекачки нефти или нефтепродукта с противотурбулентной добавкой, инжектируемой в трубопровод с непостоянным расходом, а также в случае использования противотурбулентной добавки для уменьшения объема смеси, образующейся в области контакта разноименных нефтепродуктов [5]. Приводятся конкретные примеры расчета.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов// Р.Н. Бахтизин, М.М. Гареев, Ю.В. Лисин и др. СПб.: Недра, 2018. 352 с.
- 2 Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа// М.: ООО «Изд. дом Недра», 2017. 477 с.
- 3 Дидковская А.С. Новый метод расчета многопродуктовых магистральных трубопроводов// Территория «Нефтегаз». 2018. №9. С.68-73.
- 4 Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики// М.: Наука, 1977. 735 с.
- 5 Голунов Н.Н. Параметры последовательной перекачки нефтепродуктов с использованием малых противотурбулентных добавок для уменьшения объема образующейся смеси// Территория «Нефтегаз». 2018. №5. С.68-72.

УДК 624.131

### **ИЗУЧЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ СМЕСИ «ПЕСЧАНЫЙ ГРУНТ - ГРАНУЛЫ ВСПЕНЕННОГО ПОЛИСТИРОЛА»**

*Е.С. Гриневич, Д.Н. Климанов, А.В. Грузин, ОмГТУ, г. Омск*

Проблема снижения тепловых потерь в процессе хранения нефти и продуктов её переработки в сложных природно-климатических условиях в настоящее время всё ещё не получила исчерпывающего инженерного решения. С целью сокращения дополнительных затрат, направленных на поддержание необходимой температуры нефтепродукта, представляет практический интерес использование смеси «Песчаный грунт – гранулы вспененного полистирола» в качестве грунтового основания резервуара [1,2].

На базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного технического университета были выполнены пилотные лабораторные исследования. Целью данных исследований было изучение влияния добавок гранул вспененного полистирола (ГВП) в песчаный грунт на деформационные свойства полученной смеси (рисунок 1).



Рисунок 1 - Смесь «Песчаный грунт – гранулы вспененного полистирола (5%)»

В ходе выполненных лабораторных исследований были подготовлены образцы песчаного грунта, содержащие 5% ГВП по объёму. Программа компрессионных испытаний подготовленных образцов предусматривала циклические нагружения (5 этапов) с шагом в 25 кПа до максимальной величины – 180 кПа. Максимальная величина обусловлена давлением, возникающим под днищем вертикального стального резервуара при проведении гидравлических испытаний. По результатам лабораторных исследований были получены данные об изменении модуля деформации смеси в ходе циклических нагружений (рисунок 2).

В ходе серии выполненных пилотных исследований был установлен нелинейный характер изменения модуля деформации от этапа к этапу. После пятого этапа нагружений модуль деформации смеси равнялся 18 МПа (среднее значение по результатам 16 параллельных опытов), что удовлетворяет требованиям действующих нормативных документов к грунтовым основаниям вертикальных стальных резервуаров. С целью определения максимальной объёмной доли ГВП в смеси «Песчаный грунт - гранулы вспененного полистирола», используемой для устройства основания резервуара и обеспечивающей необходимые деформационные свойства в процессе эксплуатации последнего, в дальнейшем планируется проведение дополнительных лабораторных исследований.

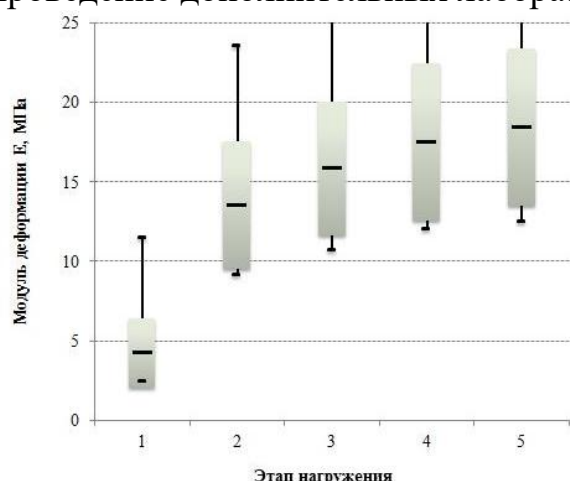


Рисунок 2 – Поэтапное изменение модуля деформации песчаного грунта, содержащего 5% ГВП

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. A.V. Gruzin, V.V. Tokarev, V.V. Shalai, Yu.V. Logunova, The Artificial Additives Effect to Soil Deformation Characteristics of Oil and Oil Products Storage Tanks Foundation, Procedia Engineering, 113 (2015) 158-168.

2. Пат. 2592929 RU, МПК E02D 27/35 (2006.01). Фундамент резервуара с улучшенными теплоизоляционными свойствами / А. В. Грузин, В. С. Ермаков, Н. М. Беляев, А. В. Катунин. — № 2015122634/03; заявл. 10.06.15; опубл. 27.07.16, Бюл. № 21.

УДК 622.69

## **ВНУТРЕННЕЕ ТРЕНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ**

*А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа*

Исследование и контроль процессов, происходящих в металлах трубопроводов при длительной эксплуатации – трудная, но важная задача. В решении этой задачи перспективным является метод внутреннего трения [1-3].

Внутреннее трение – свойство твёрдых тел необратимо превращать в теплоту механическую энергию, сообщенную в процессе его деформирования.

При любом воздействии на тело возникает деформация, которая смещает систему из состояния равновесия. При этом некоторые примесные атомы, вакансии, дислокации сдвигаются с места и занимают другие положения, энергетически более выгодные при данной деформации. В колебательном процессе деформации циклически меняются, и все указанные дефекты с каждым изменением деформации также стремятся занять новые положения, преодолевая при этом энергетические барьеры (внутреннее трение). Так происходит превращение механической энергии в тепловую.

Деформация зависит не только от приложенных внешних сил, но и от температуры тела, его химического состава, внешних магнитных и электрических полей (магнито- и электрострикция), размеров зерен и т.д. Это приводит к многообразию релаксационных явлений, каждое из которых вносит свой вклад во внутреннее трение. Если в теле одновременно происходит несколько релаксационных процессов, то совокупность всех релаксационных процессов образует так называемый релаксационный спектр данного материала, характеризующий данный материал при данных условиях.

При упругом деформировании стали с равномерным распределением атомов различных компонентов может произойти перераспределение атомов, связанное с различием их размеров. Восстановление равновесного распределения путём диффузии также представляет собой релаксационный процесс.

Одним из наиболее изученных механизмов внутреннего трения является эффект Снука, который состоит в том, что наличие примесей внедрения в металлах вызывает при определенных условиях появление максимума на температурной зависимости внутреннего трения. Изучение этого эффекта дает ценную информацию о параметрах диффузии и локальном окружении примесных атомов.

Большое влияние на величину пика внутреннего трения металлов оказывают примеси, которые сосредотачиваются в основном на границах зерен и блокируют их. Это может привести к полному исчезновению максимума. Применение метода внутреннего трения позволяет определять концентрацию растворенного элемента, степень упрочнения границ зерен, область температурной устойчивости той или иной фазы и структурных составляющих, явления интер-

кристаллитной коррозии, количество газов в металлах, а также исследовать кинетику процесса дисперсионного твердения и т.д.

Измеряя внутреннее трение при различных температурах и частотах колебаний, можно выделить эффекты, вызванные движением того или иного типа дефектов, и получить уникальную информацию о реальном строении твердого тела. Поэтому измерение внутреннего трения можно рассматривать как мощный метод изучения тонкого строения твердых тел, обладающий как высокой селективностью, так и высокой чувствительностью.

В качестве методов измерения внутреннего трения применяются: изучение затухания свободных колебаний (продольных, поперечных, крутильных, изгибных); изучение резонансной кривой для вынужденных колебаний; относительное рассеяние упругой энергии за один период колебаний. Изучение внутреннего трения твёрдых тел представляет собой быстро развивающуюся область физики твёрдого тела, является источником важных сведений о процессах, возникающих в твёрдых телах, в частности в трубопроводных сталях, подвергнутых различным механическим и тепловым обработкам.

Можно отметить аналогию метода внутреннего трения с методом оптического спектрального анализа материалов и веществ. В случае спектрального анализа получаем частотно-энергетические спектры поглощения или излучения фотонов в веществе. В спектре каждая линия соответствует энергии перехода определенных электронов в определенных атомах с одного энергетического уровня на другой уровень. Для каждого вида атомов существует определенный набор линий – “отпечаток”. По наличию такого “отпечатка” в оптическом спектре определяют наличие данного вида атомов в исследуемом материале.

В методе внутреннего трения также проявляются максимумы – пики, аналогичные линиям в спектре. Эти максимумы соответствуют переходам отдельных элементов металла (примесных атомов, дислокаций, границ зерен) на определенные позиции, отличающиеся энергетическим уровнем. Расшифровывая эти пики на кривых внутреннего трения, во многих случаях удастся определить, какие процессы происходят в кристалле и с участием каких дефектов. Проблема только в том, что энергии переходов в кристаллах зависят от очень большого количества разных факторов: температуры, способа воздействия на образец, частоты колебаний, способа регистрации, наличия и концентрации примесей и легирующих элементов, типа кристалла и других. При этом не все зависимости и характеристики изучены к настоящему времени. Это является препятствием к широкому использованию метода внутреннего трения на практике. Тем не менее, этот метод имеет большие перспективы, аналогично спектральному анализу.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Головин, И.С. Внутреннее трение и механическая спектроскопия металлических материалов : учеб. / И . С . Головин. – М.: Изд. Дом МИСиС, 2012. – 247 с
- 2 Новик А., Берри Б. Релаксационные явления в кристаллах. М.: Атомиздат, 1975.
- 3Блантер М.С., Пигузов Ю.В. и др. Метод внутреннего трения в металловедческих исследованиях. М.: Металлургия, 1991



## **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПОДГОТОВКИ ПОВЕРХНОСТИ МЕТАЛЛА В ТОЧКАХ КОНТРОЛЯ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ТРУБНОЙ СТАЛИ**

*С.С. Гуськов, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород*

Определение химического состава трубной стали является одним из методов оценки состояния и качества металла труб, проводимого с целью принятия решения о возможности повторного применения труб при выполнении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. При этом, согласно Инструкции по повторному применению труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов, для классификации и формирования партий труб с неизвестной маркой стали предусмотрено проведение определения химического состава непосредственно на трубе с использованием переносных спектроанализаторов. Однако в действующей нормативно-технической документации не конкретизируются особенности проведения такого рода измерений, такие как расположение и количество точек контроля, подготовка поверхности металла в точках контроля, необходимое количество измерений. В то же время известно, что в некоторых случаях результаты измерения химического состава трубной стали с помощью переносного спектроанализатора могут существенно отличаться на разных участках одной и той же трубы. Для минимизации ошибок при отбраковке труб целесообразна разработка методики определения химического состава стали непосредственно на трубе с использованием переносных спектроанализаторов. Для разработки такой методики необходимо проведение ряда экспериментальных исследований, в частности, проведение исследования влияния подготовки поверхности металла в точках контроля на результаты измерения химического состава трубной стали. Отдельный интерес представляет сравнение результатов измерения химического состава на дефектных и бездефектных участках, поскольку, по мнению ряда исследователей, избыточная неоднородность состава металла является одним из ключевых факторов образования стресс-коррозионных дефектов металла труб магистральных газопроводов [1 – 4]. При этом недостаточно исследованным остается вопрос об изменении неоднородности химического состава после проведения контролируемой шлифовки, которая является широко распространенным методом ремонта труб со стресс-коррозионными дефектами. В частности, в работе [5] отмечается, что проведение контролируемой шлифовки позволило оставить в эксплуатации около 60% труб со стресс-коррозионными дефектами, выявленными в процессе переизоляции в ООО «Газпром трансгаз Уфа».

В данной работе представлены результаты стендовых экспериментальных исследований особенностей изменения химического состава трубной стали в районе стресс-коррозионного дефекта и на бездефектном участке при проведении контролируемой шлифовки. Цель работы – исследование влияния глубины вышлифовки на результаты измерений химического состава трубной стали. Объект исследований – испытательный стенд, представляющий собой участок трубопровода с наружным диаметром 1420 мм, на котором присутствуют

стресс-коррозионные дефекты. Анализ химического состава трубной стали проводится с использованием портативного оптического эмиссионного спектрометра. По результатам исследования построены зависимости результатов измерения содержания ряда химических элементов в трубной стали от глубины вышлифовки участков контроля. Показано, что результаты измерения химического состава стали, выполненные до вышлифовки участка контроля, могут существенно отличаться от результатов аналогичных измерений, выполненных после вышлифовки участка контроля (как для дефектного участка, так и для бездефектного). Результаты проведенных исследований могут быть использованы при разработке методики определения химического состава трубной стали с использованием переносных спектроанализаторов для оценки состояния и качества металла труб при проведении капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Александров, Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН / Ю.В. Александров // Практика противокоррозионной защиты. – 2011. – № 1. – С. 22-26.
- 2 Спиридович, Е.А. Повышение надежности магистральных газопроводов в условиях коррозионного растрескивания под напряжением: дис. ... докт. техн. наук: 25.00.19: защищена 24.12.2014 / Спиридович Евгений Апполинарьевич. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014. – 422 с.
- 3 Александров, Ю.В. Разработка методологии эффективного предупреждения разрушения длительно эксплуатируемых газопроводных систем, подверженных стресс-коррозии: дис. ... д-ра. техн. наук: 25.00.19 / Александров Юрий Викторович. – Ухта, 2013. – 474 с.
- 4 Юшманов, В.Н. Совершенствование методов предотвращения стресс-коррозии металла труб магистральных газопроводов: дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.19 : защищена 23.03.2012/ Юшманов Валерий Николаевич. – Ухта: УГТУ, 2012. – 178 с.
- 5 Аскаров, Р.М. Особенности коррозионного растрескивания под напряжением на современном этапе эксплуатации магистральных газопроводов / Р.М. Аскаров, Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Г.Р. Аскаров // Газовая промышленность. – 2017. – № 10. – С. 40-45.

УДК 621.644.07: 621.3.014.6

#### **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕОМАГНИТНО-ИНДУЦИРОВАННОГО БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА НА ПРОЦЕССЫ КОРРОЗИИ В ПОДЗЕМНОМ ТРУБОПРОВОДЕ**

*С.С. Гуськов, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород*

Геомагнитно-индуцированный (теллурический) блуждающий ток – изменяющийся во времени электрический ток, образующийся в грунте, а также в подземных стальных трубопроводах и других протяженных в пространстве проводниках под влиянием вариаций геомагнитного поля и связанных с этим изменений электрического поля на поверхности Земли [1 – 4]. Наличие геомагнитно-индуцированного тока приводит к изменениям во времени потенциала поляризации трубопроводов [5 – 7]. Воздействие геомагнитно-индуцированного тока на трубопровод может приводить к снижению надежности его эксплуатации, поскольку выход потенциала поляризации за пределы, установленные нормативно-технической документацией, приводит к увеличению скорости коррозии на участках с повреждениями изоляционного покрытия.

В данной работе представлены результаты теоретического исследования влияния геомагнитно-индуцированных блуждающих токов на процессы коррозии магистральных трубопроводов. Цель работы – установление соотношений, позволяющих теоретически оценить скорость коррозии трубопровода (при наличии дефектов изоляции), обусловленной воздействием на трубопровод геомагнитно-индуцированного блуждающего тока.

Рассмотрен способ расчета средней скорости коррозии (при наличии дефектов изоляции), обусловленной воздействием на трубопровод изменяющегося во времени геомагнитно-индуцированного блуждающего тока. Получено аналитическое соотношение для оценки скорости коррозии при гармонической зависимости разности потенциала между трубопроводом и грунтом от времени. Проведены оценочные расчеты скорости коррозии при разных значениях параметров модели (радиус дефекта изоляционного покрытия; удельное сопротивление грунта; амплитуда вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, обусловленных наличием геомагнитно-индуцированного тока; коэффициент продолжительности действия геомагнитно-индуцированного тока). При удельном сопротивлении грунта  $100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , радиусе дефекта изоляционного покрытия  $14 \text{ мм}$ , амплитуде геомагнитно-индуцированных вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом  $2,0 \text{ В}$ , разности критического и защитного потенциалов  $0,2 \text{ В}$ , коэффициенте продолжительности действия геомагнитно-индуцированного тока  $0,1$  средняя скорость коррозии составляет  $0,057 \text{ мм/год}$ . При тех же параметрах и удельном сопротивлении грунта менее  $18 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  или радиусе дефекта изоляционного покрытия менее  $2,6 \text{ мм}$  средняя скорость коррозии превышает  $0,3 \text{ мм/год}$ .

Анализ результатов моделирования показывает, что имеются два основных способа снижения опасности развития коррозионных процессов в результате воздействия геомагнитно-индуцированного тока: увеличение разности критического и защитного потенциалов (то есть увеличение по абсолютной величине защитного потенциала, создаваемого системой электрохимической защиты) и уменьшение амплитуды вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, обусловленных наличием геомагнитно-индуцированного тока.

При повышении разности критического и защитного потенциалов (то есть при увеличении по абсолютной величине защитного потенциала, создаваемого системой электрохимической защиты) следует учитывать, что защитный потенциал не должен выходить за границы, заданные в нормативной документации. Увеличение по абсолютной величине защитного потенциала, как правило, связано с дополнительными затратами (повышение расхода электроэнергии станциями катодной защиты, повышение износа оборудования, например, анодных заземлений). Кроме того, при этом могут проявляться, например, такие эффекты, как повышенное выделение водорода, что может способствовать развитию коррозионного растрескивания под напряжением.

Таким образом, для снижения опасности развития коррозионных процессов под влиянием геомагнитно-индуцированного тока наиболее целесообразным представляется использование способов, позволяющих уменьшить ампли-

туду вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом, обусловленных наличием геомагнитно-индуцированного тока в трубопроводе.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Campbell, W.H. An interpretation of induced electric currents in long pipelines caused by natural geomagnetic sources of the upper atmosphere / W.H. Campbell // *Surveys in Geophysics*. – 1986. – № 8. – P. 239 – 259.
- 2 Boteler, D.H. The effects of geomagnetic disturbances on electrical systems at the earth's surface / D.H. Boteler, R.J. Pijola, H. Nevanlinna // *Adv. Space Res.* – 1998. – V. 22. – № 1. – P. 17 – 27.
- 3 Pulkkinen, A. Recordings and occurrence of geomagnetically induced currents in the Finnish natural gas pipeline network / A. Pulkkinen, A. Viljanen, K. Pajunpaa, R. Pirjola // *J. Appl. Geophys.* – 2001. – № 48. – P. 219–231.
- 4 Boteler, D.H. Telluric Current Effects on Long and Short Pipelines / D.H. Boteler, W.H. Seager, C. Hohansson, C. Harde // *Corrosion*. – 1998. – № 363. – P. 1 – 12.
- 5 Gummow, R.A. GIC effects on pipeline corrosion and corrosion-control systems / R.A. Gummow, P. Eng // *J. Atmos. Sol. Terr. Phys.* – 2002. Vol. 64, № 16. – P. 1755 – 1764.
- 6 Trichtchenko, L. Specification of geomagnetically induced electric fields and currents in pipelines / L. Trichtchenko, D. Boteler // *Geophysical research*. – 2001. Vol. 106, № A11. – P. 21039 – 21048.
- 7 Viljanen, A. Recordings of Geomagnetically Induced Currents in the Finnish Natural Gas Pipeline - Summary of an 11-year Period / A. Viljanen, A. Koistinen, K. Pajunpaa, R. Pirjola, P. Posio, A. Pulkkinen // *Geophysica*. – 2010. – № 46. – P. 59 – 67.

УДК. 621.6.057

### **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ВЫДАЧИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ КРУПНОТОННАЖНЫХ ХРАНИЛИЩ**

*М.И. Давыденко, А.Ю. Баранов, СПб НИУ ИТМО, г. Санкт-Петербург*

Сегодняшний рынок резервуаров хранения СПГ очень разнообразен. Однако доминируют в нем емкости для длительного хранения, которые принадлежат покупателю. Во всех случаях, за исключением хранения в горных выемках, для отгрузки СПГ используются погружные центробежные насосы, способные откачать из хранилища до 90-95 % сжиженного газа.

Использование погружных насосов в системе бункеровки СПГ обусловлено нерентабельностью линии отбора жидкости через боковую теплоизоляционную конструкцию танкера или резервуара. Однако, наличие погружного насоса в системах бункеровки создает ряд эксплуатационных проблем. Насос должен создавать достаточный напор для выталкивания СПГ из резервуара. Для подъема с глубины 50 м, насос должен иметь напор более 0,2 МПа. Обеспечение скорости выдачи СПГ производится за счет работы двух насосов с подачей 1250-2000 м<sup>3</sup>/час (0,3 - 0,55 м<sup>3</sup>/с).

Анализ опыта эксплуатации хранилищ показывает, что СПГ насосы являются наиболее критичным узлом, который значительно повышает производственные риски. Необходимо выявить наиболее «слабые» места центробежного насоса для СПГ и разработать всевозможные варианты повышения его надежности.

Для решения задачи модернизации конструкции погружного насоса для СПГ (ПНСПГ) необходимо выполнить следующие работы: изучить условия работы погружных насосов в хранилищах СПГ; оценить соответствие всех типов

насосов эти условия; проанализировать принципы, снижающие надежность работы насосов; проанализировать энергоэффективность ПНСПГ.

Анализ различных видов насосов и оценка их пригодности для работы в качестве ПНСПГ можно выполнить с использованием данных научно-технических литературы. Исходя из сравнительной характеристики существующих видов насосов наиболее оптимальными для использования в качестве погружных насосов СПГ являются центробежные виды насосов. Это подтверждается и успешной практикой использования отечественных погружных центробежных насосов.

Так как, вариант использования именно центробежного вида насоса для отгрузки СПГ из танкеров является наиболее оптимальным, встает вопрос о рассмотрении возможности замены электрического привода. Как правило, центробежные насосы эксплуатируются со следующими приводами: электрический; гидравлический; пневматический; механический.

Основные проблемы использования механического привода связаны с тем, что для его эксплуатации необходимо опустить шкиф привода на 50 м, что является невозможным. Ввиду этого использование механического привода для погружных насосов СПГ является ненадежным и не будет рассматриваться в качестве варианта модернизации.

Использование пневмопривода также не представляется возможным. Это обусловлено в первую очередь непригодностью применения пневмопривода в условиях низких температурах, ввиду обмерзания. Кроме того, сжатый газ при помещении в такую холодную среду будет склонен к конденсации и засорению насоса.

Крайним вариантом для использования в качестве привода погружного насоса СПГ остается гидравлический привод. Для погружных насосов СПГ использование объемного гидропривода наиболее оптимально, так как создание достаточно большой скорости переохлажденной жидкости в танкере для гидродинамического насоса невозможно, а наличие избыточного давления внутри танкера обеспечит создание необходимого усилия на исполнительный механизм объемного гидропривода. Помимо имеющихся преимуществ, гидропривод может позволить использование в качестве рабочей жидкости сам СПГ при условии установки внутренних криогенных комплектующих насоса. Именно поэтому использование гидравлического привода для погружных насосов позволит исключить высокую аварийность, необходимость использования подшипников, а также обеспечит использование в качестве рабочей жидкости перекачиваемый из танкера СПГ.

По результатам анализа наиболее оптимальным для дальнейшего развития является комплектация центробежных погружных насосов гидравлическим приводом, позволяющим использовать СПГ в качестве рабочей жидкости.

Этапами дальнейшего развития данного исследования является анализ схемы отгрузки-выгрузки СПГ из танкеров с целью выявления наиболее оптимального к использованию сжиженного газа – СПГ до или после жидкостного детандера, СПГ непосредственно из танкера и т.д.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Голубева И.А., Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра / И.А. Голубева, И.В. Мещерин – Мир нефтепродуктов. 2016 № 6, с. 4-13.

- 2 Соколов Е.В. Опыт разработки насосного оборудования для систем перекачивания сжиженного природного газа / Журнал «Судостроение», 2016, с. 45-50.
- 3 Елин В.М. Насосы и компрессоры / В.М. Елин, К.Н. Солдатов – 2-е изд., перераб. и доп. - М: Гостоптехиздат, 2015 - 98 с.
- 4 Дурнов П.И. Насосы и компрессоры. - М: Машгиз, – 2014 г., 938 с.

УДК 622.692.4.053

## **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН»**

*Доан Фыон Хонг Нга, РЭУ им. Плеханова, г. Москва*

*А.А. Купреенкова, Е.А. Рыбкина, МГИМО МИД России, г. Москва*

Месторождения нефти и газа в Китае открыты по всей территории страны, а также на шельфах Желтого, Восточно-Китайского и Южно-Китайского морей. Собственных запасов углеводородов для удовлетворения экономических нужд Китая недостаточно. В рамках проекта «Шелковый путь» Китай и Россия подписали в Шанхае контракт о сотрудничестве. В рамках этого договора и функционирует трубопровод ВСТО. В Российской Федерации размещение (прокладка) трубопроводов регулируется Федеральными законами «О континентальном шельфе», «О внутренних водах и территориальном море» и «Об исключительной экономической зоне». В настоящее время существует правовой пробел в порядке эксплуатации и охраны трубопроводов. Что в первую очередь связано с отсутствием Федерального закона, регулирующего правовой режим, охрану, порядок эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта. Понятие охраны магистральных трубопроводов включает в себя требования к строительству трубопроводов, условиям использования земельных участков, через которые пролегают магистральные трубопроводы, правила работ в охранных зонах трубопроводов, права и обязанности эксплуатационных организаций на опасных производственных объектах, предотвращению аварий, а также устранении последствий. Для решения проблем, стоящих перед международным правом в сфере трубопроводного транспорта, одним из вариантов решения проблемы является создание кодифицированного международного кодекса по вопросам эксплуатации и охраны трубопроводного транспорта.

Одним из немаловажных аспектов деятельности по эксплуатации нефтепроводов является экологический. В случае с нефтепроводом «Восточная Сибирь – Тихий Океан» особенно важно учитывать данный аспект: геокриологические условия территории пролегания трубопровода характеризуются широким распространением многолетнемерзлых пород, на участках вечной мерзлоты много сейсмоопасных зон. Согласно карте общего сейсмического районирования, ОСР-97-В интенсивность сотрясений в период времени 1000 лет для средних грунтовых условий составляет 9 баллов и более (трасса нефтепровода пересекает 83 тектонических разлома). Именно данный фактор увеличивает вероятность воздействия на трубопровод негативных внешних факторов (криогенных и склоновых процессов), которые могут в свою очередь, привести к авариям на линейной части трубопровода (гильотинный разрыв, свищ и др.) - морозобойное растрескивание многолетнемерзлых грунтов, пучение (на участ-

ках, сложенных влажными дисперсными грунтами), солифлюкация, развитие термокарста (на участках, сложенных льдистыми супесчано-суглинистыми осадками), развитие курумов. Прокладывание нефтепровода должно производиться в соответствии со строительными нормами и правилами СНиП 2.01.15-90. Однако, даже данные нормы не могут принимать во внимание весь риск и вероятность негативных последствий в случае стихийного события на территории трассы нефтепровода. Говоря об экологическом факторе, нельзя не отметить пролегание трассы трубопровода вблизи озера Байкал (особенно участок на расстоянии 800-1000 метров до уреза воды). Озеро подлежит особой охране и защите не только по законодательству РФ (ФЗ «Об охране окружающей среды»), но и является Всемирным наследием (в установленные границы входит северобайкальский участок шириной до 75 км до уреза воды). Загрязнения, возможные вследствие аварий на трассе нефтепровода, могут повлиять на озеро как напрямую (через 5 рек, непосредственно впадающих в озеро), так и косвенно (через 53 реки, в чьи притоки могут попасть загрязнения и продукты нефти). Проект постройки трубопровода Восточная Сибирь–Тихий океан (ВСТО) для России, основой экономики которой является добыча и экспорт нефти, один из самых значимых нацпроектов последнего времени. С экономической точки зрения наблюдаются как положительные, так и отрицательные моменты. Стоимость строительства и расширения нефтепровода корректировалась и продолжает корректироваться в процессе строительства, на что влияют такие факторы как: инфляция, опережающий инфляцию рост цен на цемент и трубную продукцию, изменение маршрута нефтепровода в связи с экологическими соображениями, уточнение смет в связи с прохождением маршрута в сложных геологических и природно-климатических условиях, необходимость сооружения дополнительной инфраструктуры в труднодоступных районах. Благодаря строительству нефтепровода удалось заметно снизить издержки на транспортировку нефти. Большинство российских уникальных и крупных месторождений расположено в отдаленных районах страны с суровыми климатическими условиями. Именно ВСТО позволила запустить новый географический район нефтяных месторождений в коммерческую разработку. Хотя основная цель постройки трубопровода была скорее политико-экономическая, вместе с нефтепроводом строится инфраструктура в труднодоступных районах региона, работу получили местные предприятия, применяется 80% оборудования российского производства, а трубной продукции – только отечественного производства. Нефть «espo» (East Siberia–Pacific Ocean), пользуется очень высоким спросом, в связи с относительно низким содержанием серы и низкой ценой в своем сегменте. В результате стала пользоваться значительным спросом не только в странах АТР, но и в США. Однако многие аналитики отмечают, что Китай традиционно старается диверсифицировать поставщиков нефти и нефтепродуктов. Хотя Россия и занимает первое место среди экспортеров нефти в Китай, сопоставимые с Россией объемы в Китай поставляют Саудовская Аравия, Ирак, Ангола, Иран. Наиболее вероятный сценарий заключается в том, что выпадающие объемы американского импорта равномерно распределяются среди остальных поставщи-

ков, что не позволит намного увеличить российский экспорт нефти и нефтепродуктов в Китай.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Заключение экспертной комиссии государственной экологической экспертизы материалов «ТЭО (проект) трубопроводной системы «Восточная Сибирь-Тихий океан». Первый пусковой комплекс». Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. 24.01.2016. Москва.
- 2 Тулохонов А.К. Почему я против строительства нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» // ЭКО. 2006. №9 (387). Электронный доступ: <https://cyberleninka.ru/article/n/pochemu-ya-protiv-stroitelstva-nefteprovoda-vostochnaya-sibir-tihiy-ocean> (дата обращения: 20.04.2019).
- 3 Кибалов Е.Б., Романкевич С.В. К вопросу о проекте ВСТО и смежных проблемах // ЭКО. 2007. №7 (397). Электронный доступ: <https://cyberleninka.ru/article/n/k-voprosu-o-proekte-vsto-i-smezhnyh-problemah> (дата обращения: 20.04.2019).
- 4 Сомова Н.М., Ефимова Г.А. Инвестиционное обеспечение экономического развития региона (на примере строительства нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан) // Региональная экономика: теория и практика. 2011. № 23. Электронный доступ: <https://cyberleninka.ru/article/n/investitsionnoe-obespechenie-ekonomicheskogo-razvitiya-regiona-na-primere-stroitelstva-nefteprovoda-vostochnaya-sibir-tihiy-ocean> (дата обращения: 20.04.2019).
- 5 Транснефть - Восток приступило к финальному этапу расширения ВСТО-1. 23.05.2018. Электронный доступ: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/201343-transneft-vostok-pristupilo-k-finalnomu-etapu-rasshireniya-vsto-1/> (дата обращения: 20.04.2019)
- 6 В торговой войне США и Китая может выиграть Россия. 23.08.2018. Электронный доступ: <https://teknoblog.ru/2018/08/23/92192> (дата обращения: 20.04.2019)
- 7 Новак: Китай просит отсрочки по "Сковородино - Мохэ". 06.09.2017. Электронный доступ: <https://www.vestifinance.ru/articles/90570> (дата обращения: 20.04.2019).

УДК 622.691.4: 66.093.48

### ТРАНСПОРТИРОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГИДРАТНОЙ ФОРМЕ

*В.Ю. Еразумов, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа*

В технологических процессах добычи и транспортировки природного газа образование газовых гидратов рассматривается как нежелательное явление, однако гидраты могут быть использованы для хранения и транспортировки природного газа, в технологиях очистки и разделения газов, а также для опреснения морской воды. Гидратная технология (ГПГ) транспортировки природного газа в отличие от известных технологий СПГ и КПГ является относительно новой. В связи с этим актуален вопрос применимости ГПГ в сравнении с другими технологиями. В таблице 1 приведены некоторые физические свойства методов транспортировки природного газа в гидратном, сжиженном и компримированном состоянии.

Таблица 1 – Физические свойства ГПГ, СПГ, КПГ

|                                                            | Гидрат<br>природного газа | Сжиженный<br>природный газ | Компримированный<br>природный газ |
|------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------|-----------------------------------|
| Агрегатное состояние                                       | Твердое                   | Жидкое                     | Газообразное                      |
| Температура, °С                                            | -20                       | -162                       | +25                               |
| Давление, МПа                                              | Атмосферное               | Атмосферное                | 20                                |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>                               | 900                       | 400...500                  | 150...250                         |
| Объемное содержание<br>газа м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | 150...180                 | 600                        | 180...220                         |



Гидратная технология транспортировки природного газа включает три этапа: образование гидрата газа, транспортировка и регазификация [1]. Добываемый природный газ на морской платформе, который предварительно очищается, направляется на образование гидрата. Производство гидрата осуществляется при заданной низкой температуре (минус 20 °С) и высоком давлении (2-6 МПа) путем смешивания воды и газа в реакторе (в основном, с перемешиванием и добавлением гидратов промотора). Для ускорения процесса получения гидрата в реакторах применяют механические мешалки, барботирование, распыление. Непрореагировавшую воду удаляют из гидратной суспензии, а сам гидрат в виде рыхлого снега направляют на гранулятор, где получают гранулы диаметром 5-70 мм. Далее гранулы транспортируются в танкере при температуре минус 20 °С и атмосферном давлении, благодаря эффекту самоконсервации гидратов, суть которого заключается в очень медленном разложении гидратов при атмосферном давлении. Явление самоконсервации в газовых гидратах происходит между минус 31,15 °С и минус 2,15 °С [2]. Этот механизм очень важен для транспортировки природного газа в условиях атмосферного давления в виде гидратов газа. Затем гранулы сгружают в изотермический резервуар. Для диссоциации гранул гидрата в резервуар подают горячую воду, при этом происходит разделение на газ и пресную воду. Выделившуюся воду можно использовать, как балласт в танкерах.

Однако перед началом сооружения систем транспортировки и хранения газовых гидратов необходимо разработать технологию существенно ускоряющую реакцию формирования гидратов природного газа. В настоящее время разработаны добавки реагентов, которые ускоряют реакцию гидратообразования. Одним из таких способов является «сухая вода» [3]. «Сухая вода» — аэрозоль воды, стабилизированный наночастицами  $\text{SiO}_2$ .

В настоящее время существуют экономические сравнения метода ГПГ с другими методами транспортировки, но их следует часто обновлять, поскольку цена на газ и передовые технологии могут изменить эти оценки затрат. На основе экспертных оценок ГПГ эффективна при объемах транспортировки газа до 1 млрд  $\text{м}^3$  и дальности до 1000 км, при увеличении дальности транспортировка является убыточной [4]. Гидратная транспортировка ориентирована на локальное газоснабжение и небольшие объемы поставляемого газа. СПГ-транспортировка более эффективна при поставке значительных объемов газа на дальние расстояния. Промежуточное положение занимает КПГ. В случае автономной газификации наиболее безубыточна КПГ, за ней следует ГПГ. СПГ является более затратной и обеспечивает меньшую прибыльность поставок природного газа при автономной газификации.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 NAKAI, S., Development of Natural Gas Hydrate (NGH) Supply Chain, 25th World Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2012.
- 2 STERN, L., CIRCONE, S., KIRBY, S.H., DURHAM, W.B., Temperature, pressure, and compositional effects on anomalous or «self» preservation of gas hydrates, Canadian Journal of Physics, 81, 271-283, 2003.
- 3 W. Wang, C. Bray, D. Adams, A. Cooper, Methane storage in dry water gas hydrates, J. Am. Chem. Soc. (2008), v. 130, pp. 11608-11609.
- 4 GUDMUNDSSON, J., M. MORK, O. GRAF. Hydrate non-pipeline technology. In: International Conference on Gas Hydrates. Yokogama, Japan, 2002, no. 4, pp. 997-1002.

## ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИКАРБАМИДА В КАЧЕСТВЕ ИЗОЛЯЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Р.Ф. Зарипов, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа*

Поликарбамид – монолитное эластомерное покрытие, формирующееся в результате напыления двухкомпонентной высокореактивной полимерной системы на поверхность. Компонент А – изоцианат, компонент В – полиуретан.

Свойства поликарбамида (данные для типового универсального покрытия), а также сравнение с трехслойным изоляционным покрытием и нормативными требованиями представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства поликарбамида, полиэтиленового покрытия и нормативные требования

| 1. Внешний вид                                                                     | Поликарбамид                                 | Трехслойное полиэтиленовое покрытие | Нормативные требования |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|
| 2. Условная прочность, МПа, при стандартных условиях не менее                      | 10,0                                         | 9,0-13,0                            | Не менее 10            |
| 3. Относительное удлинение, %, не менее                                            | 500                                          | 200                                 | 200                    |
| 4. Водопоглощение за 24 ч, %, не более                                             | 2,0                                          | 0,5                                 | 0,5                    |
| 5. Твердость по Шору А, единицы твердости, в пределах                              | 65-97                                        | Нет данных                          | Нет данных             |
| 6. Водонепроницаемость под давлением 0,3 МПа                                       | Отсутствие влаги на обратной стороне образца | Нет данных                          | Нет данных             |
| 7. Теплостойкость, °С, не ниже                                                     | 150                                          | 80                                  | Нет данных             |
| 8. Гибкость при минус 50°С                                                         | Отсутствие трещин                            | Нет данных                          | Нет данных             |
| 9. Адгезия (прочность сцепления) со сталью, МПа, при стандартных условиях не менее | 7,0                                          | 0,2-0,5                             | От 0,35 до 0,5         |
| 10. Грибостойкость (стойкость к биокоррозии), балл, не более                       | 0                                            |                                     | 2                      |

Данные, приведенные в таблице 1, ориентировочно отражают свойства универсальных (общестроительных) марок поликарбамида. Специальные типы поликарбамидных покрытий могут значительно различаться по свойствам. В зависимости от требуемых характеристик: твердость, износостойкость, коррозионная стойкость, химическую стойкость, эластичность – могут быть выбраны различные варианты составов поликарбамидов.

Исходя из результатов таблицы 1 можно наглядно определить, что прочность покрытий одного порядка. Относительное удлинение у поликарбамида выше в 2,5 раза. Имеется параметр твердости по Шору, что говорит о том, что материал способен сопротивляться внедрению более твердого тела (грунт, лед). Для трехслойного покрытия норма по твердости не предусмотрена. Высокие показатели адгезии, которые превышают показатели трехслойного покрытия в 14 раз.

На сегодняшний день в нормативных документах не отражено каких-либо указаний по использованию поликарбамида. Однако локальные нормативные документы компаний ПАО «Газпром» и ПАО «АК «Транснефть» учитывают поликарбамид для использования на технологических трубопроводах и различ-

ных емкостях. А именно, ПАО «Газпром» использует для своего оборудования систему антикоррозионного покрытия, называемую «Биурс».

Основными предпосылками для роста интереса к нанесению поликарбамида в России являются большая потребность в эффективных материалах для гидроизоляции и защиты от коррозии, адаптированных к суровым климатическим условиям. Поликарбамидное покрытие выгодно отличается высочайшей скоростью отверждения (30 – 60 с), благодаря чему возможно нанесение поликарбамида на вертикальные поверхности и потолочные поверхности без деформаций и подтеков. Эксплуатационные свойства поликарбамида практически не зависят от влажности и температуры воздуха.

Основные преимущества поликарбамида:

- |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– долговечность (более 30 лет);</li> <li>– отличные показатели адгезии;</li> <li>– высокая термостойкость (до 150 °С);</li> <li>– получение за один проход толсто-слоистого покрытия;</li> <li>– монолитность слоя поликарбамида, отсутствие швов;</li> <li>– высокая скорость нанесения покрытия (до 1000 м<sup>2</sup> в день);</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– поликарбамид является электроизолятором;</li> <li>– экологическая чистота поликарбамида (отсутствие растворителей);</li> <li>– высокая износостойкость;</li> <li>– возможность нанесения поликарбамида в условиях повышенной влажности (до 98 %) и низких температур (до минус 15 °С);</li> <li>– поликарбамид не поддерживает горения.</li> </ul> |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Применение поликарбамида экономически эффективно для трубопроводов большого диаметра (таблица 2), поскольку в арктических условиях применяются заводская трехслойная усиленная полиэтиленовая изоляция, которая по цене сопоставима, а то и дороже по сравнению с поликарбамидом.

Таблица 2 – Сравнение стоимости поликарбамида и изоляции

| Диаметр трубопровода | Поликарбамид<br>Цена в руб. за 1 м <sup>2</sup> | Трехслойное полиэтиленовое покрытие<br>Цена в руб. за 1 м.п. |
|----------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 720                  | 3600                                            | 2147,60                                                      |
| 820                  |                                                 | 2419,00                                                      |
| 920                  |                                                 | 2855,60                                                      |
| 1020                 |                                                 | 3186,00                                                      |
| 1220                 |                                                 | 3776,00                                                      |
| 1420                 |                                                 | 4342,40                                                      |

УДК 621.642

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ПОВЫШАЮЩИЕ НАДЁЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ РВС

*Л.Е. Землеруб, М.Р. Терезулов, СамГТУ г. Самара*

В статье приводится обзор инновационных технических решений, разработанных на кафедре «Трубопроводный транспорт» СамГТУ, цель которых повышение эксплуатационной надежности и безопасности РП.

Так для увеличения общей надёжности, прочности и устойчивости конструкции предлагается сооружать мультицилиндрические резервуары (рисунок 1) или резервуары со стенкой каннелюрного типа.

Недостатками конструкций, широко применяемых в настоящее время РВС, являются - работа стенки на растяжение при заполнении резервуара и необхо-

димось устройства плавающей крыши для крупногабаритных резервуаров с большой площадью основания. Эти недостатки устранены в предлагаемой конструкции резервуара объёмом  $100000 \text{ м}^3$  со стенкой каннелюрного типа и стягивающим вантовым покрытием (рис. 2).

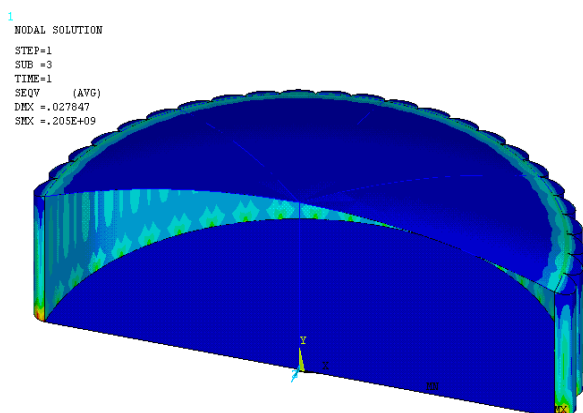


Рисунок 1 - Мультицилиндрический резервуар

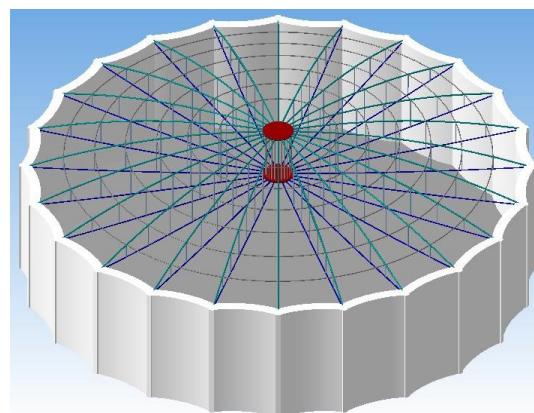
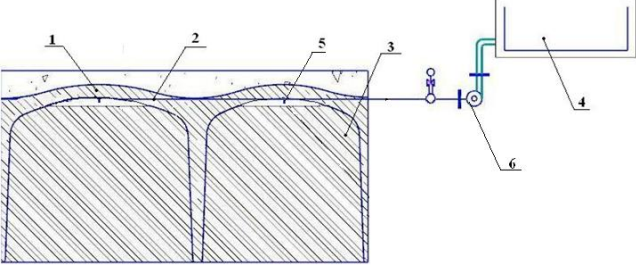
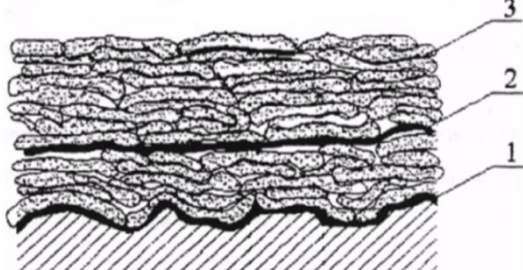


Рисунок 2 - 3D модель РВС со стенкой каннелюрного типа

Для предупреждения и ликвидации неравномерных осадок грунтового основания с локальным перенапряжением корпуса РВС предлагается конструкция сегментно-сферического фундамента, оборудованного системой контроля и управления пространственным положением фундамента (рисунок 3). Предлагаемая конструкция выполнена из концентрически расположенных сегментов сфер, уложенных полостью на грунт, в пересечении которых установлены пирамидальные сваи. Система контроля и управления пространственным положением фундамента переставляет собой набор датчиков, расположенных на внутренней поверхности каждой сегментно-сферической полости, трубопроводов и насосной или компрессорной станции с запасом песка. В случае появления местной осадки грунта, определённого объёма, автоматически включается шламовый насос или компрессор, подающий песок до полного заполнения появившейся полости.

Опыт эксплуатации показывает, что средний срок службы антикоррозионных покрытий до проведения ремонтов находится в пределах от 5 до 10 лет, а общий срок службы покрытий до их замены находится в пределах от 8 до 15 лет. Применение антикоррозионного покрытия, нанесённого методом воздушно-плазменного напыления, приведёт к увеличению адгезионной прочности покрытия (при ударе происходит деформация частиц порошка, хемосорбционное взаимодействие с основой и формирование покрытия), что приведёт к увеличению межремонтного периода и повышению надёжности, безопасности и экономической эффективности эксплуатации РП (рисунок 4).

Кроме того, работа по нанесению антикоррозионного покрытия может быть перенесена в заводские условия, поскольку все конструктивные элементы РВС проходят подготовку на заводах резервуарных конструкций. Так же существует возможность дополнительной защиты зон сварки непосредственно на монтажной площадке.

|                                                                                                                                                                                          |                                                                                                       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                         |                     |
| <p>1 - сегментно-сферический фундамент,<br/>2 - трубопроводы в теле фундамента,<br/>3 - грунтовое основание, 4 - резервуар с песком,<br/>5 - датчик объема, 6 - насос или компрессор</p> | <p>1 – граница между покрытием и основой;<br/>2 – межслойная граница; 3 – граница между частицами</p> |
| <p>Рисунок 3 - Конструкция сегментно-сферического фундамента</p>                                                                                                                         | <p>Рисунок 4 - Структура воздушно-плазменного покрытия</p>                                            |

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Землянский А.А. Принципы конструирования и экспериментально-теоретические исследования крупногабаритных резервуаров: автореферат диссертации д-ра. техн. наук. – Балаково, 2006. – 44 с.
- 2 Тянь В.К., Землеруб Л.Е., Сименко Д.С. Вертикальный стальной резервуар // Патент России RU 2455439 С1. 2010.
- 3 Землеруб Л.Е., Тянь В.К., Егоров А.Ю., Ягавкин В.В. Вертикальный стальной резервуар // Патент России RU 2641353 С2. 2017.
- 4 Землеруб Л.Е. Резервуар повышенной надёжности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов / Л.Е. Землеруб, А.Ю. Егоров, В.В. Ягавкин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. - № 11-12. – С. 82-83.
- 5 Тянь В.К., Якупов Р.Р., Околот А.А., Тергулов М.Р., Землеруб Л.Е. Фундамент для вертикального стального резервуара // Патент России RU 2599109 С2. 2016.
- 6 Кравцов В.В. Оценка остаточной защитной способности лакокрасочных покрытий на внутренней поверхности стальных резервуаров / В.В. Кравцов, Х.Р. Сырлыбаев, О.В. Шингаркина, Н.А. Алексеева // Территория Нефтегаз. - 2012. - №3. – С. 36 – 38.

УДК 621.643.053

### РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МЕТОДИКИ ОТБРАКОВКИ ТРУБ ПОВТОРНОГО ПРИМЕНЕНИЯ

*Л.А. Зернова, г. Н. Новгород, НГТУ им. Р.Е. Алексеева  
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»*

Согласно данным годовых отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за последние несколько лет произошедшие аварии связаны с коррозионным повреждением газопроводов. В связи с этим необходимо уделять особое внимание диагностированию трубопроводов.

Для разработки методики был выбран способ диагностирования труб – оценка твердости с малой нагрузкой. Однако для этого необходимо определить взаимосвязь предрасположенности структуры металла к возникновению дефектов. Для реализации поставленной задачи было проведено металлографическое исследование.

Изучение структуры методом оптической микроскопии широко исполь-

зуется для исследования металлов. Это объясняется тем, что между структурой металла, видимой в оптическом микроскопе, и многими его свойствами существует достаточно определенная связь [1].

Существующий метод оптической металлографии мало пригоден для идентификации ранних стадий структурных изменений в металле, и позволяет фиксировать уже сформированные микротрещины. Структура после долгих лет эксплуатации не претерпела значительных изменений и соответствовала новому металлу данной марки стали.

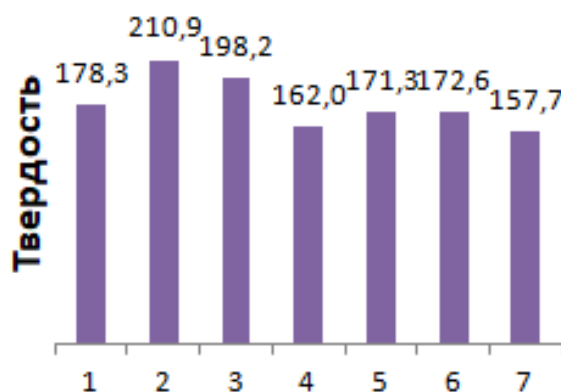
Прогнозировать ресурс по результатам метода оптической металлографии не представляется возможным, т. к. при достижении структурными изменениями в металле масштабов трещинообразования возникает угроза спонтанного разрушения конструкции, что является одним из признаков истощения ресурса.

Для более точного и быстрого определения границ зоны термического влияния, а также размеров и границ каждого участка этой зоны, мной была предложена методика определения размеров и границ участков зоны термического влияния сварного шва труб большого диаметра [2].

Одним из критериев, указывающих на возможное охрупчивание из-за структурных превращений, является твердость зоны термического влияния. Если твердость зоны термического влияния выше HV 350-400, то в структуре уже присутствует смесь твердых продуктов распада аустенита, которые склонны к образованию холодных трещин.

Для определения твердости используют динамические и ультразвуковые твердомеры.

Из рисунка 1 видно, что наибольшее среднее значение твердости обнаружено на участке неполного расплавления и участке перегрева, что полностью соответствует теоретическим сведениям. Наименьшее значение твердости отмечается на участке нормализации.



- 1 – наплавленный металл; 2 – участок неполного расплавления; 3 – участок перегрева;  
4 – участок нормализации; 5 – участок неполной перекристаллизации;  
6 – участок рекристаллизации; 7 – участок синеломкости

Рисунок 1 – Средние значения твердости участков зоны термического влияния

Для определения гомогенности или гетерогенности структуры металла необходимо определить дисперсию участков и сравнить их.

Значительно большая величина дисперсии отличается на участке неполного расплавления и на участке перегрева. Ранее было показано, что именно в этих участках было обнаружено большинство дефектов.

По результатам проведенных металлографических и ультразвуковых исследований можно сделать вывод о наличии изменений в структуре и свойствах зоны термического влияния. Также стоит отметить, что наиболее неблагоприятными по свойствам для дальнейшей эксплуатации газопроводов являются участки неполного расплавления и участок перегрева.

После вырезки труб и транспортировки их для ремонта в заводских условиях, трубы проходят диагностический контроль, по результатам которого трубы могут быть отбракованы. Предлагается методика, которая позволит сократить расходы на транспортировку и диагностирование труб. Она заключается в определении критерия, позволяющего определить возможность дальнейшей эксплуатации трубы.

Методика определения критерия может проводиться к трассовых условиях. По результатам диагностирования необходимо сделать заключение о транспортировке труб: на ремонт в заводских условиях, либо к месту временного складирования.

Те трубы, которые по результатам предлагаемого диагностирования, невозможно эксплуатировать дальше, отправляются в брак. Методика позволяет избежать транспортировку труб к месту ремонта в заводских условиях и двух этапов диагностирования.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кузьбожев А.С. Оптический микроанализ структуры металла трубопроводов/ Кузьбожев А.С., Агинец Р.В., Шишкин И.В., Шкулов С.А., Петров С.В.// Ухтинский государственный технический университет – Ухта: УГТУ, 2010. – 126 с.
2. Бараненкова Л.А. Определение размеров участков со структурной неоднородностью в зоне термического влияния сварного шва труб методом неразрушающего контроля / Л. А. Бараненкова // Будущее технической науки. сборник материалов XV Международной молодежной научно-технической конференции: сб. статей. – Н. Новгород, 2006. – С. 301.

УДК 622.692.6

### **ПОДОГРЕВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРАНСПОРТЕ В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРНАХ**

*А.И. Иванов, Р.М. Хусаинов, УГНТУ, г. Уфа*

Железнодорожные перевозки вязких нефтепродуктов, таких как мазут, битум, сырая нефть, вакуумный газойль и другие, связаны с большими трудностями при сливе из ж.д. цистерн, особенно в холодное время года. Продукт приходит загустевшим, а в ряде случаев - полностью застывшим, и его невозможно слить без предварительного разогрева. К тому же, в ряде случаев нужно разогреть и слить цистерны с неисправным нижним сливным прибором или цистерны, сливной прибор которых оснащен тремя степенями защиты.

Кроме того, при перевозке наливных грузов по ж/д, необходимо учитывать также ряд других факторов. К примеру, воспламеняемость вещества. Практически все нефтесодержащие вещества обладают высокой степенью горючести и легко воспламеняемы. Поэтому для их перевозки по ж/д используют специальные вагоны-цистерны, а сам процесс перевозки обставляют соответствующими мерами безопасности. Как, например, меры безопасности, которые применяют при эксплуатации вертикальных резервуаров.



Сюда же можно отнести взрывоопасность, испаряемость, токсичность, воздействие на металлическую оболочку цистерны, а также окружающую среду. Есть и еще один важный нюанс, связанный с остыванием битума в процессе его перевозки по железной дороге. С уменьшением температуры уменьшается и объем битума. В итоге, по прибытии в конечную точку, часть цистерны оказывается свободной.

Все вышеприведенные факторы еще раз подчеркивают тот факт, что при перевозке битума и других нефтесодержащих веществ по железной дороге, особое внимание уделяется средствам транспортировки. Для перевозки битума используются специальные полуцистерны-полувагоны, обладающие повышенной прочностью и герметичностью.

В работе рассмотрены способы организации подогрева транспортируемых высоковязких продуктов в железнодорожных цистернах. Показано применяемое оборудование и его эффективность.

УДК 620.162.4

## **ИЗМЕРЕНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ В СТЕНКЕ ТРУБЫ, НАГРУЖЕННОЙ ИЗГИБАЮЩЕЙ СИЛОЙ В ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПЛОСКОСТИ**

*А.А. Игнатик, УГТУ, г. Ухта*

Магистральные трубопроводы характеризуются радиусом изгиба (кривизной). Так как профиль рельефа местности непрямолинеен, то трубопровод при его строительстве укладывается в траншею с изгибами, не строго прямолинейно. Изгиб наблюдается в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Трубопровод может быть подвержен изгибающим нагрузкам при эксплуатации. Такими нагрузками являются: выталкивающая сила воды, когда трубопровод построен в обводнённом грунте; воздействия деформаций грунта; силы, вызываемые морозным пучением грунта; сейсмические воздействия и т.п.

В данной работе выполнена экспериментальная оценка деформированного состояния образца трубы, испытывающего изгибающую нагрузку в вертикальной плоскости. Марка стали образца трубы ст3. Наружный диаметр  $D = 114$  мм, толщина стенки  $\delta = 4,5$  мм, длина  $L = 1$  м. Образец трубы расположен на двух опорах. Описание экспериментального стенда представлено в источнике [1]. Под серединой трубы расположен винтовой ромбический домкрат для создания изгибающей нагрузки в вертикальной плоскости. Вращение винта домкрата осуществляется при помощи динамометрического ключа щелчкового типа с заданным моментом (рисунок 1). Если известен момент  $M$ , передаваемый винту домкрата, то можно рассчитать силу  $G$ , с которой домкрат действует на трубу, по формуле

$$G = \frac{2 \cdot \pi}{t} \cdot \eta \cdot M \cdot \frac{2}{\operatorname{tg} \alpha},$$

где  $t = 2,5$  мм – шаг резьбы винта домкрата;  $\eta = 0,30$  – КПД домкрата;  $\alpha$  – угол между рычагом домкрата и вертикалью (рисунок 2).



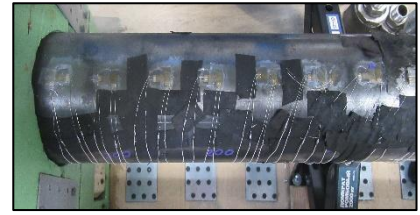
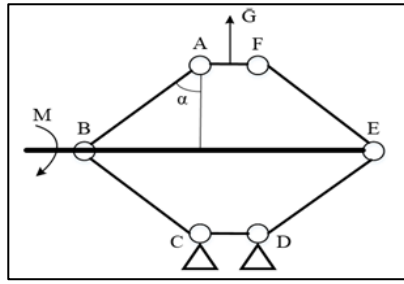


Рисунок 1 (слева) – Динамометрический ключ и винтовой ромбический домкрат.

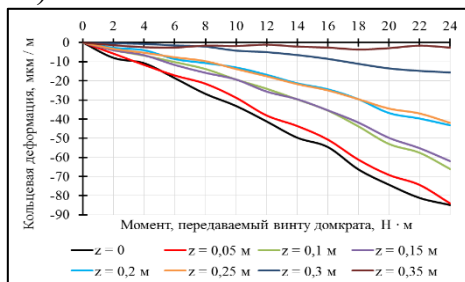
Рисунок 2 (центр) – Схема домкрата: A, B, C, D, E, F – шарниры; M – момент, передаваемый винту домкрата; G – сила, развиваемая домкратом;  $\alpha$  – угол между рычагом АВ и вертикалью.

Рисунок 3 (справа) – Тензорезисторы на верхней образующей образца трубы

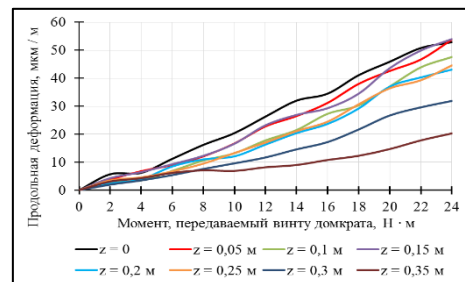
Диапазон передаваемого момента винту домкрата: от 0 до 24 Н·м. Диапазон угла  $\alpha$ : от  $66,5^\circ$  до  $60,5^\circ$ .

На верхней образующей образца трубы устанавливались тензорезисторы для измерения деформаций. В одной розетке располагались тензорезистор для измерения кольцевой деформации  $\varepsilon_\theta$  и тензорезистор для измерения продольной деформации  $\varepsilon_z$ . Если  $z$  – это координата, отсчитываемая от середины трубы вдоль её оси, то розетки тензорезисторов установлены в зонах с координатами  $z = 0; 0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0,25; 0,3; 0,35$  м (рисунок 3).

На рисунке 4а представлены экспериментальные графики зависимости кольцевой деформации  $\varepsilon_\theta$  от момента M для разных координат  $z$ . На рисунке 4б – экспериментальные графики зависимости продольной деформации  $\varepsilon_z$  от момента M для разных координат  $z$ . Распределения кольцевых  $\varepsilon_\theta$  и продольных  $\varepsilon_z$  деформаций вдоль направления  $z$  при  $M = 24$  Н·м ( $G = 19920$  Н = 2031 кгс) изображены на рисунке 5. Единица измерения деформаций – мкм/м (микро-стрейн).

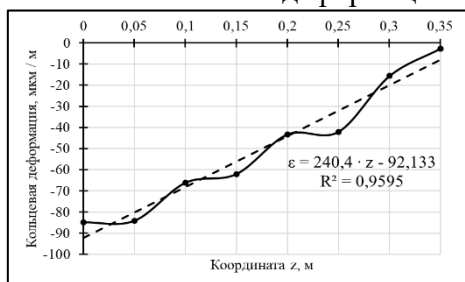


а

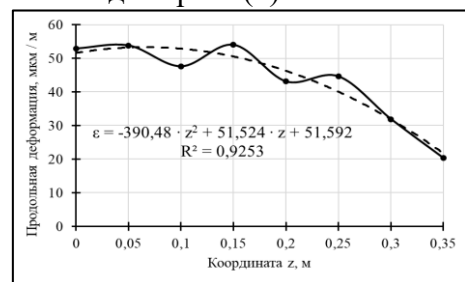


б

Рисунок 4 – Зависимости кольцевой деформации от момента на винте домкрата (а), продольной деформации от момента на винте домкрата (б)



а



б

Рисунок 5 – Распределения вдоль направления  $z$  кольцевой деформации (а), продольной деформации (б) при  $M = 24$  Н·м ( $G = 19920$  Н)

**Выводы.** На верхней образующей образца трубы при воздействии на трубу изгибающей силой в вертикальной плоскости кольцевые деформации  $\varepsilon_\Theta$  отрицательные, продольные деформации  $\varepsilon_z$  положительные. Максимальные по модулю значения  $\varepsilon_\Theta$  и  $\varepsilon_z$  наблюдаются в середине образца трубы (где координата  $z = 0$ ).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Игнатик А. А. Экспериментальное и теоретическое исследование деформированного состояния дефектных зон трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 2. С. 147–153.

УДК 622.692.4.07:532.5.013.12

### ОЦЕНКА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ ВИХРЕВОГО ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ТРУБОПРОВОДЕ

*Д.А. Ильясов, УГТУ, г. Ухта*

Для оценки гидравлических сопротивлений трубопроводной системы стенда были проведены эксперименты при различных режимах работы насосов для изменения режима течения (при различных числах Рейнольдса).

Обобщенный параметр числа Рейнольдса определяется по следующей формуле:

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu}, \quad (1)$$

где  $w$  – скорость течения жидкости;  
 $\nu$  – кинематическая вязкость жидкости.

Универсальные формулы для оценки коэффициента гидравлического сопротивления также были предложены [1, 2]:

- И. А. Исаевым

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \cdot \lg \left( 6,8 / Re + \left( \varepsilon / 3,7 \right)^{1,11} \right); \quad (2)$$

- Б. Н. Лобаевым

$$\lambda = \frac{1,42}{\left( \lg \frac{Re}{\varepsilon} \right)^2}, \quad (3)$$

Н. З. Френкелем

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left( \left( 6,81 / Re \right)^{0,9} + \varepsilon / 3,7 \right); \quad (4)$$

В. И. Черникиным

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,83 \cdot \lg \left( 8,5 / Re + \left( \varepsilon / 3,7 \right)^{1,093} \right); \quad (5)$$

Результаты расчета по оценке гидравлических сопротивлений представлены в виде зависимостей коэффициента гидравлических сопротивлений от числа Рейнольдса (рисунок 1).

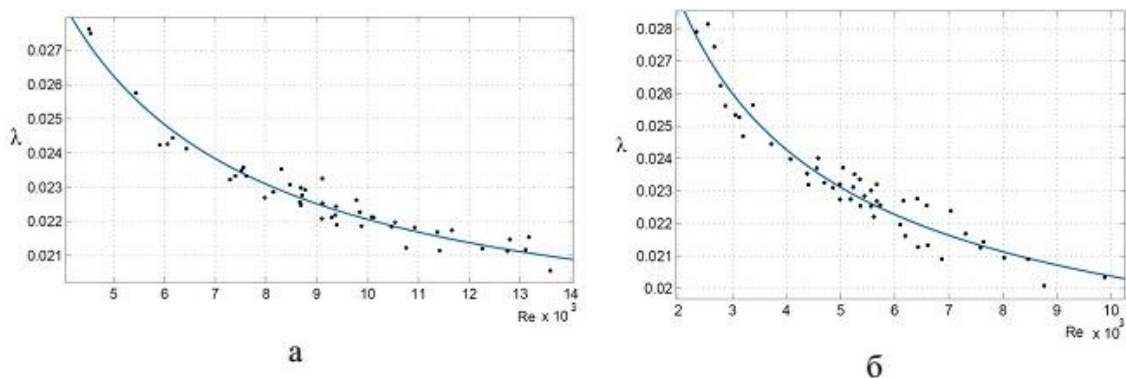


Рисунок 1 - Графики зависимости  $\lambda=f(Re)$ , построенные по формулам:  
а – (2); б – (5) с нанесенными экспериментальными точками

Результаты расчета по оценке гидравлических сопротивлений показали, что с увеличением числа Рейнольдса снижается значение коэффициента гидравлических сопротивлений. Расчет чисел Рейнольдса показал, что значения параметра  $Re$  выше при использовании спиральной вставки. Следовательно, в вихревом течении транспортируемой среды значение коэффициента гидравлических сопротивлений снижается.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 1982. – 224с.
- 2 Исаев, И.А. Новая формула для определения коэффициента гидравлического сопротивления прямой круглой трубы / И.А. Исаев // Нефтяное хозяйство. – 1951. – №5. – С. 50-55.

УДК 699.841

## АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

*Р.Ф. Имаева, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа*

На этапе проектирования магистральных трубопроводов в сейсмоактивных зонах особое внимание уделяется правильному выбору способов прокладки и применяемых при этом конструкций. Выбор осложняется неопределенностью перспективного направления развития, обусловленной, в частности, отсутствием полной классификации существующих технических решений и общеизвестных методов их расчёта.

В работах [1,2] предложены классификации способов уменьшения сейсмических воздействий на подземные и надземные трубопроводы, однако они не в полной мере дают представление об опубликованных изобретениях и полезных моделях для повышения сейсмостойкости трубопроводов.

Найденные в результате патентно-информационного поиска способы уменьшения сейсмических воздействий на подземные трубопроводы охватывают период с 1985 по 2012 гг. и имеют следующие направления:

- создание специальных конструкций траншей с пологими откосами;
- устройство подземных компенсационных участков;
- применение специальных обёрток и навивок;
- укладку трубопроводов в демпфирующих оболочках и средах;
- укладку или подвешивание трубопроводов в замкнутых прямоугольных оболочках, выполненных с проектными зазорами или заполненных легко-

деформируемым материалом;

- применение комбинированных технических решений.

Всего на данную тему имеется 18 авторских свидетельств, 11 из которых предназначены для прокладки трубопроводов в зоне пересечения с активными тектоническими разломами.

Изобретения и полезные модели, направленные на уменьшение сейсмических воздействий при надземной прокладке (37 авторских свидетельств), датируются 1949-2017 гг. Их можно сгруппировать в следующие технические решения для компенсации сейсмических нагрузок:

- зигзагообразная прокладка трубопроводов;
- подвешивание трубопроводов с помощью упругих и жёстких связей;
- использование в местах соединений трубопровода эластичных муфт;
- использование в местах соединений основного трубопровода внешних труб со скользящей посадкой;
- использование опорных элементов:
  - а) пружинных узлов;
  - б) катковых (цилиндрических, сферических) узлов;
  - в) скользящих (фрикционных) узлов с боковыми упорами;
  - г) шарнирных узлов;
  - д) упругих демпфирующих элементов (гармоник, кольцевых торовых оболочек, прорезиненных эллиптических колец, шарообразных тел, плоских рессор);
- применение утяжелителей (компенсация вертикальных перемещений);
- применение других технических решений (шпренгельных, рычажных устройств, зубчато-реечной, конической и ременной передач), в том числе комбинированных.

По результатам анализа изобретений и полезных моделей были построены графики развития способов уменьшения сейсмических воздействий, применяемых при подземной и надземной прокладке трубопроводов (рисунок 1).

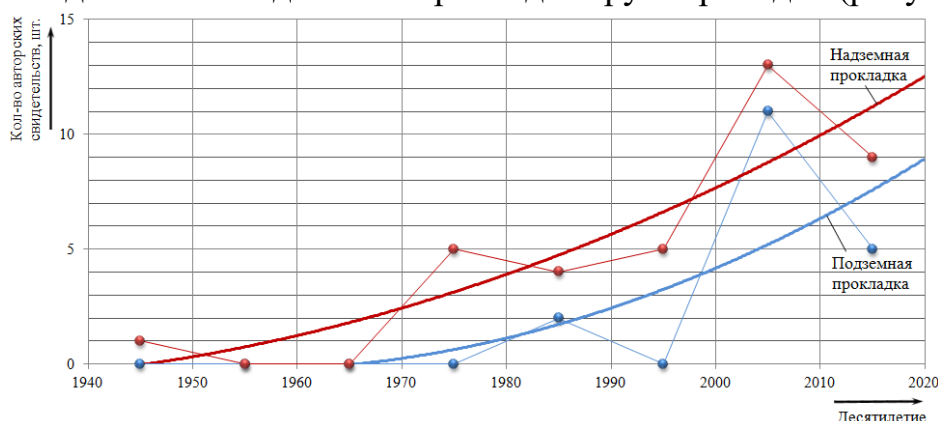


Рисунок 1 – Тенденции развития способов прокладки трубопроводов в сейсмоактивных зонах

Методом наименьших квадратов были найдены следующие уравнения теоретических распределений:

- для подземной прокладки:  $y = 0,0014 \cdot x^2 - 5,2607 \cdot x + 5052,9$  с достовер-

ностью аппроксимации  $R^2 = 0,7653$ ;

– для надземной прокладки:  $y = 0,0021 \cdot x^2 - 8,3762 \cdot x + 8185,1$  с достоверностью аппроксимации  $R^2 = 0,5306$ .

Таким образом, можно сделать вывод о предпочтительном развитии надземного способа прокладки трубопроводов. При этом преобладающее число авторских свидетельств направленно на создание комбинированных опор.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Андреева, Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.19/ Е.В. Андреева. – М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2009. – 25 с.

2 Валеев, А.Р. Анализ способов сейсмозащиты магистральных трубопроводов / А.Р. Валеев, Д.В. Ялалов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – №3. – С. 38-42.

УДК 622.691.4

### **ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ НЕНОРМАТИВНЫХ РАДИУСОВ ИЗГИБА**

*Исламов И.М., Ургалинское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» г. Уфа*

Линейная часть магистральных газопроводов (ЛЧМГ), в процессе эксплуатации испытывает сложное напряженно-деформированное состояние (НДС), где основными факторами воздействия являются: давление газа, температурный перепад, изгибные напряжения.

В [1] приводится подробный анализ формулы расчета продольных напряжений СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы» (далее СП 36.13330.2012), из которого следует, что:

– предназначена она для расчетов, заземленного по концам участка трубопровода, которых на ЛЧМГ «в чистом виде» немного;

– необходимое условие, «при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода», показывает ее направленность на проектирование, а не на строительство и эксплуатацию, где продольные и поперечные перемещения неизбежны;

– продольные напряжения от внутреннего давления газа проявляются в процессе эксплуатации, в виде сжимающего фактора, зависимость прямая - чем выше давление газа, тем больше напряжения;

– воздействие температурного фактора имеется всегда, начиная от времени строительства и любого срока эксплуатации, при этом направление действия силы может быть как сжимающим так и растягивающим – это главный фактор отступления трубопровода от прямолинейности.

Кроме того, в [1] обосновано, для оценки НДС, использование внутритрубной диагностики (ВТД), способной с высокой точностью измерять и определять координаты минимальных радиусов изгиба, температуры и давления газа, на момент обследования. Основной вывод: с проявлением радиусов изгиба составляющие формулы продольных напряжений изменяются – продольные напряжения от давления и температурного перепада снижаются, обращаются в

нулевые, а затем трансформируются в изгибные, где и учитываются в формуле уже изгибных напряжений.

В этом отношении представляет интерес критерии температуры и давления, при которых измеренные ВТД пороговые значения радиусов изгиба  $1000D$  и  $500D$ , которые согласно СП 36.13330.2012, составляют соответственно около 100 и 200 МПа переходят в нулевые, а затем в изгибные.

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \sigma_u \quad (1)$$

где:  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации Пуассона;

$\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от внутреннего давления газа, МПа;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения;

$E$  – модуль упругости трубной стали, МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\sigma_u$  – напряжение упругого изгиба, МПа.

$$\sigma_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta_n} \quad (2)$$

где:  $P$  – рабочее давление газа, МПа;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, см;

$\delta_n$  – толщина стенки трубы, см.

$$\sigma_u = ED/2\rho \quad (3)$$

где:  $D$  – диаметр трубопровода, см;

$\rho$  – радиус упругого изгиба участка, см.

Согласно СП 36.13330.2012 температурный перепад в  $40^{\circ}\text{C}$  соответствует расчетным напряжениям в 100 МПа, значит 200 МПа –  $80^{\circ}\text{C}$ . В отличие от температурных, продольные напряжения от давления продукта являются сжимающими и, при проектном давлении  $P = 7,5$  МПа, для диаметра 1420 мм, при толщине стенки 16,5 мм, составляют около 95 МПа.

При растягивающих температурных напряжениях происходит их взаимная компенсация, если же они направлены в одну сторону их суммарная величина  $95 + 100$  ( $40^{\circ}\text{C}$ ) = 195 МПа, что меньше 200 МПа от радиуса  $500D$ .

По диспетчерским данным максимальный температурный перепад на рассматриваемом участке составил  $26^{\circ}\text{C}$ .

Можно с высокой долей вероятности утверждать, что при самом неблагоприятном соотношении напряжений от давления и температуры, радиус изгиба их перехода в изгибные составит менее  $500D$ .

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Аскаров Р.М., Чучкалов М.В., Исламов И.М., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. Особенности расчета продольных напряжений магистрального газопровода на основе данных внутритрубной диагностики. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2018. – № 3 – С.37- 44.

2 Пат. № 2602327 РФ. Способ определения потенциально опасного участка трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния./ Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскаров, Р.В. Закирьянов. Заявлено 04.04.2015; Опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.

3 Аскарлов Р.М., Гумеров К.М., Кукушкин А.Н., Исламов И.М. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов. Трубопроводный транспорт [теория и практика]. - № 6 - 2017 - С. 28-33.

4 Мастобаев Б.Н., Аскарлов Р.М., Китаев С.В., Рафиков С.К., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Исламов И.М. Выявление потенциально опасных участков магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами. //Трубопроводный транспорт. - 2017 (теория и практика) № 3, 2017. С. 38-43.

УДК 622.692.23

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

*К.Р. Исламова, Н.Г. Коноплев, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время для размыва донных отложений в нефтяных резервуарах наибольшее применение нашел гидромеханический метод размыва с помощью электромеханической винтовой мешалки типа «Диоген».

Однако на практике была установлена невысокая эффективность размыва донного осадка данным методом:

- расположение винта мешалки у стенки резервуара приводит к тому, что на диаметрально противоположном участке скорость движения нефти значительно уменьшается;

- площадь днища резервуара, на которой взвешивание осадка производится непосредственно турбулентной струей, создаваемой винтом, ограничивается внутренним углом расширения турбулентной струи равным 22-25°;

- взвешивание осадка на остальной площади днища производится вторичным течением. Для развития циркуляции, достаточной для взвешивания парафина, требуется промежуток времени в 1-3 часа и более [1].

Поэтому для повышения эффективности размыва вместе с использованием винтовой мешалки предлагается размывать «слепые» зоны азотом через сифонные краны резервуаров с помощью азотной установки.

В реконструированных резервуарах ЛПДС «Ленинск» АО «Транснефть-Урал» имеется по два сифонных крана, каждый из которых расположен между приёмо-раздаточным патрубком и винтовой мешалкой «Диоген» с противоположных сторон. Поворачивая сифонный кран на 45° к днищу резервуара, потоком азота можно производить размыв «слепых зон», после чего азот будет выходить через вентиляционные устройства, установленные на понтоне резервуара.

С целью определения возможности размыва донных отложений данным методом, была создана экспериментальная установка (рисунок 1).

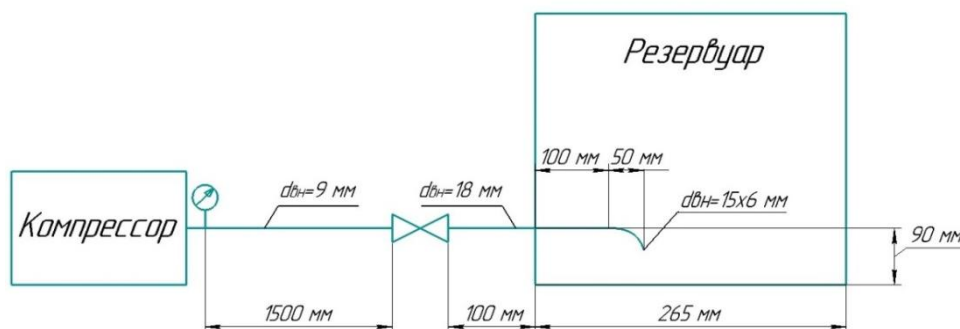


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки



Установка включает в себя резервуар, роль которого выполняет бутыль объемом 19 л, в нижней части которого (аналог первого пояса резервуара) вмонтирован патрубок, выполняющий роль сифонного крана, выходное сечение которого имеет форму эллипса. Имеется возможность поворота патрубка для изменения направления воздействия струи воздуха (аналог рабочего/нерабочего положения сифонного крана). К резервуару подключается поршневой компрессор марки Кратон НОВВУ 175/6 через гибкий шланг, второй конец которого подсоединен к запорной арматуре, установленной на входе в резервуар.

В качестве модельных жидкостей, выполняющих роль донных отложений, использовались комбинации шоколадной и сахарной паст, растворенные в воде в различных пропорциях.

Произведя измерения с помощью ротационного вискозиметра Брукфильда DV-II+PRO, для эксперимента были выбраны образцы, зависимость коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига которых близки к данной зависимости для парафинистых нефтей различных месторождений при температуре от 10 до 20°C (рисунок 2). В качестве нижнего слоя донных отложений была выбрана модельная жидкость №2, в качестве верхнего слоя – модельная жидкость №4.

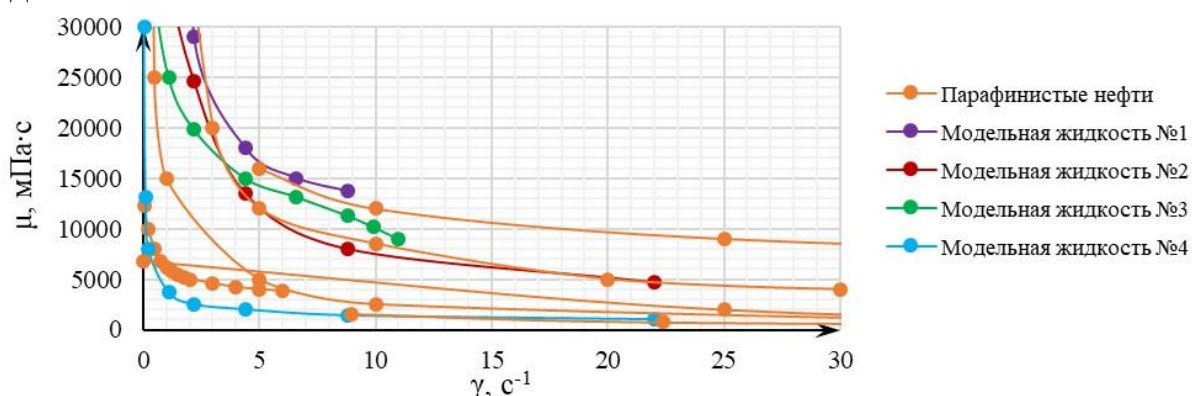


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига образцов

Высота донных отложений составила 90 мм. После заполнения резервуара водой, выполняющей роль нефти, высота слоя отложений уменьшилась до 55 мм.

Эксперимент заключался в воздействии потока воздуха, создаваемого компрессором при различных значениях давления (2 атм, 4 атм, 6 атм), на донные отложения в резервуаре с водой при направлении патрубка под углом 45° относительно днища резервуара. С увеличением давления на выходе компрессора увеличивается интенсивность размыва.

После отключения компрессора были произведены замеры толщины слоя донных отложений в нескольких точках измерительной линейкой. Их толщина уменьшилась по всей площади резервуара с 55 мм до 0-25 мм, что говорит о возможности размыва отложений потоком азота, подаваемого под давлением в нижний пояс резервуара.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кононов, О.В. Анализ устройств для предотвращения и размыва осадков в нефтяных резервуарах/ О.В. Кононов, В.Ф. Галиакбаров, Г.Е. Коробков// Нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 161.



## **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОДЕСТРУКТИВНЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ К ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ**

*Ф.Р. Исмагилов, АГТУ, г. Астрахань*

*А.В. Курочкин, АИТ НП «Интегрированные технологии», г. Уфа*

В связи с освоением месторождений нефти, содержащие значительные количества парафинов, создание технологически и экономически эффективных методов их подготовки для транспортировки по трубопроводу является актуальной задачей.

За годы «борьбы» с парафиноотложением в нефтяной промышленности отработан ряд промышленных методов повышения текучести нефти, это добавление в нефть растворителей парафина; перекачка с водой (гидротранспорт); предварительная тепловая обработка нефти; подогрев нефти при ее транспортировке («горячая» транспортировка); добавление присадок–депрессаторов, препятствующих парафинизации скважин, трубопроводов и т.д. Эти традиционные направления в технологии перекачки нефти в последнее время дополняются рядом современных физико-химических и физических способов воздействия на жидкие среды, которые находятся на различных стадиях практической реализации. Выбор той или иной технологии перекачки определяется исходными реологическими свойствами пластовой нефти (вязкость, температура застывания, напряжение сдвига) и экономической целесообразностью, основанной на обосновывающих расчетах.

Применение разбавителей на наш взгляд является наиболее эффективным и доступным традиционным способом улучшения реологических свойств высоковязких нефтей и нефтяных остатков. Разбавление сырой нефти, кроме улучшения транспортабельных свойств, может облегчить некоторые операции по подготовке нефти, таких как обезвоживание и обессоливание. Первые в нашей стране опыты по перекачке нефтей с разбавителем (керосиновый дистиллят) были успешно проведены еще в 30 годы прошлого столетия и использованы при проектировании нефтепровода «Грозный-Черное море».

Использование разбавителей существенно снижает вязкость и температуру застывания за счет понижения концентрации парафина в смеси и за счет влияния содержащихся в маловязкой жидкости асфальтосмолистых веществ, которые сдерживают рост кристаллов парафина с образованием устойчивой структурной решетки.

В качестве углеводородных разбавителей на практике используют газовый конденсат и маловязкие нефти, могут применяться бензины, керосины, светлые нефтепродукты и сжиженные газы.

Помимо эффективности действия как растворителя, важными критериями в выборе растворителя выступает его стоимость и доступность. Необходимость сооружения специального трубопровода для растворителя, параллельного нефтепроводу, который служит для подачи регенерированного растворителя в обратном направлении и строительство баз смешения приводят к повышению ка-

питательных затрат. Наиболее привлекательным с этой позиции является использование в качестве растворителя легких нефтей, однако и здесь имеются свои ограничения.

Известно, что сокращение расхода растворителя (маловязкой нефти) может быть достигнуто за счет комбинирования метода с другими. Тем не менее, приведенный краткий обзор о преимуществах и недостатках применения растворителей для транспортировки высокопарафинистых нефтей указывают на необходимость поиска новых типов растворителей, источников их получения и методов их применения.

Нами показана возможность термодеструктивной обработки парафинистой нефти для облегчения ее состава, что позволило разработать эффективный, в то же время простой способ подготовки высоковязкой парафинистой нефти к трубопроводному транспорту. Способ дает снижение вязкости и температуры застывания нефти как за счет снижения массовой доли парафина, так и увеличения в термообработанной нефти доли низкомолекулярных продуктов деструктивного превращения высокомолекулярных парафиновых углеводородов. Согласно предлагаемому способу, из высоковязкой нефти выделяют фракцию, содержащую твердые парафины, превращают их методом термолиза в жидкий маловязкий углеводородный продукт, который используют для разбавления высоковязкой нефти. В целях предотвращения коксообразования термолиз осуществляют при температуре не выше  $450^{\circ}\text{C}$ , преимущественно при  $420\text{--}440^{\circ}\text{C}$ , часть газа сепарации используют в качестве топлива для нагрева тяжелого газойля и остаточной фракции.

Выделение фракции нефти  $340\text{--}540^{\circ}\text{C}$  при фракционировании нагретой нефти, содержащей основное количество твердых парафинов, ее термолиз с деструкцией твердых парафинов с получением низкомолекулярного маловязкого и низкозастывающего жидкого продукта, и использование этого продукта в качестве разбавителя, как показано в наших исследованиях, приводит к многократному уменьшению вязкости и температуры застывания нефти. Как отмечено выше, указанный эффект достигается за счет значительного снижения содержания твердых парафинов в нефти вследствие их деструкции и разбавления нефти полученным продуктом. В качестве дополнительного эффекта, в отличие от традиционного способа применения растворителя, достигается улучшение качества товарной нефти по такому нормируемому показателю как "содержание парафинов". Продукты термолиза перед использованием в качестве разбавителя соединяют (смешивают) с фракциями н.к.  $<340^{\circ}\text{C}$  и  $>540^{\circ}\text{C}$ , полученными при фракционировании нефти, а полученную смесь охлаждают и стабилизируют с выделением газа стабилизации и подготовленной к транспорту (депарафинизированной) нефти.

Следует отметить, что предварительное облагораживание нефти на промысле с целью подготовки к транспорту, по сущности является производством, так называемой синтетической нефти (СН) – жидкого продукта облегченного состава со сниженной вязкостью в сравнение с исходной нефтью. Таким образом, в исторически сложившейся производственно-технологической схеме неф-

тегазовой отрасли, состоящей из стадий — добыча, подготовка сырой нефти к транспортировке и переработка на НПЗ по мере увеличения доли высокопарафинистых нефтей на стадии подготовки нефти может появиться новое технологическое звено, а именно, термическое облагораживание нефти.

Эта работа согласовывается с существующим мировым опытом, показывающим экономическую эффективность переработки высоковязких битуминозных нефтей непосредственно на добывающем промысле. Промысловая переработка тяжелых нефтей должна быть направлена на максимальную конверсию тяжелых углеводородов в среднестиллятные фракции. Причем их плотность не должна превышать  $860\text{--}870\text{ кг/м}^3$ , так как при более высоких показателях аномально быстро возрастет вязкость, что негативно сказывается на энергозатратах при трубной перекачке.

УДК 620.197

## **ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ГАЛЬВАНИЧЕСКОЙ РАЗВЯЗКИ СИСТЕМ ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ И КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ**

*Е.В. Исупова, УГТУ, г. Ухта*

При наличии контура защитного заземления, расположенного между катоднозащищаемым объектом и анодным заземлением, в штатном режиме работы станции катодной защиты подземного сооружения защитный ток распределяется как на защищаемое сооружение, так и на контур защитного заземления, т.е. проявляется эффект экранирования токов катодной защиты контуром защитного заземления [1, 2]. Одним из способов минимизации влияния защитных заземлений на значение защитного потенциала технологических трубопроводов является разделение систем заземления и катодной защиты путем создания препятствия для натекания защитного тока на заземляющие электроды с использованием устройств, предназначенных для гальванического разделения объектов, объединенных в общую систему [2-6]. Предлагаемое устройство, выполненное в виде полупроводниковых элементов (диодов), подключенных встречно-параллельно, обеспечивает падение напряжения постоянного и переменного тока до 5 Вольт. При определении требуемых характеристик устройства для гальванического разделения необходимо учитывать характеристики материала, из которого выполнено защитное заземление. На выбор типа и количества диодов, входящих в состав устройства, также существенное влияние оказывает расположение защитного заземлителя или контура защитного заземления относительно катоднозащищаемого сооружения. Тип диодов, входящих в состав основного блока устройства для гальванической развязки, выбирается исходя из максимального значения прямого тока, протекающего в цепи защитного заземления.

Для лабораторных испытаний были изготовлены прототипы устройства, состоящие из двух, четырех, шести и восьми диодов Д305, подключенных встречно-параллельно, выполненные на немагнитном материале. Стенд для лабораторных исследований представляет собой емкость ( $2500\times 600\text{ мм}$ ), запол-

ненную увлажненным песчаным грунтом на глубину 115 мм. В емкость помещен предварительно изолированный полимерной лентой участок трубопровода ( $L=2000$  мм;  $D_n=25$  мм;  $\delta = 2$  мм). Имитация катодной защиты осуществляется путем подключения источника питания постоянного тока и анодного заземления, представляющего собой стальную пластину площадью  $100 \text{ см}^2$ . Площадь поверхности имитаторов точечных и протяженных защитных заземлений составляет  $S_{зз} = 12,8 \text{ см}^2$ . Установка точечных и протяженных защитных заземлений из меди, черной и оцинкованной стали производилась вблизи точки дренажа на расстоянии 50 мм от защищаемого трубопровода и 200 мм от анодного заземления. Исследование работы прототипов устройства проводилось при их подключении в разрыв цепи защитного заземления.

По результатам оценки изменения величины потенциала «труба-земля» можно заключить, что путем увеличения числа диодов в конструкции устройства можно добиться повышения абсолютного значения потенциала «труба – земля» и снизить величину силы тока, натекающего на защитное заземление. Кроме того, установлено, что при увеличении количества диодов, соединенных последовательно в диодной сборке, значение падения прямого напряжения на устройстве возрастает нелинейно. В среднем в сборке устройства каждый диод в цепи последовательно соединенных элементов обеспечивает падение напряжения лишь в пределах 0,1 В, что необходимо учитывать в дальнейшем при исследовании работы устройств в лабораторных и промышленных условиях.

При определении необходимого количества диодов, входящих в состав устройства, необходимо также учитывать, что с увеличением количества последовательно соединенных элементов можно добиться полной компенсации влияния защитных заземлений независимо от типа и материала, из которого оно выполнено, однако это неизбежно приведет к снижению показателей надежности или параметров распределения характеристик надежности составных частей систем защитного заземления и катодной защиты и, как следствие, необходимости дублирования или внедрения мероприятий, требующих дополнительных финансовых затрат [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Агинея Р. В. Исследование влияния защитных заземлений электроустановок на эффективность электрохимической защиты подземных трубопроводов на территории промышленных площадок / Р. В. Агинея, Е. В. Исупова // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №3 (61). – С.16-20.
- 2 Исупова Е. В. Анализ мероприятий по повышению эффективности противокоррозионной защиты подземных трубопроводов промышленных площадок в условиях экранирования катодного тока Ресурсы Европейского Севера. – 2018. - №1(11). – С.10-20.
- 3 Исупова Е. В. Анализ средств и методов обеспечения эффективной электрохимической защиты нефтегазопроводов на территории промышленных площадок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 5. – С. 55–63.
- 4 ВСН 39-1.22-007–2002. Указания по применению вставок электроизолирующих для газопровода [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/data1/46/46601/> (дата обращения: 30.01.2019).
- 5 Цхадая Н. Д., Крючков С. В., Жуйков А. Е. и др. Способ снижения затрат электроэнергии на защиту подземных металлоконструкций / Н. Д. Цхадая, С. В. Крючков, А. Е. Жуйков и др. // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2014. – № 4 (20). – С. 91–93.

УДК 622.692.2;614.84

## **СОПОСТОВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЗАЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

*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-опасных водяных линз с одной стороны и 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.

Для повышения эффективности использования резервуарных емкостей необходимо сохранение полезного объема нефтяных резервуаров. Поддержание рабочего объема резервуаров на проектном уровне регламентируется нормативными документами, основными из которых являются ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», руководящий документ РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов», РД 153-39.4-057-00 «Технология проведения работ по предотвращению образования и удаления из резервуаров донных отложений», РД153-39ТН-012-96 «Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров» и др. Поэтому выбор наиболее оптимальных методов предотвращения накопления донных отложений, и их удаление, является одной из важных задач повышения эффективности эксплуатации резервуаров, в том числе и на ПАО «Транснефть».

Нами проведен сравнительный анализ различных методов и технологий уменьшения образования донных отложений. Показано, что на практике применяются различные комбинации способов борьбы с донными отложениями для достижения наибольшего технологического и экономического эффекта. Разнообразие таких методов и их комбинаций свидетельствует об актуальности данной проблемы, поэтому изучение и разработка новых методов по решению данной проблемы является перспективным и актуальным направлением.

В докладе рассмотрены основные методы по предотвращению накопления осадков. В настоящее время на ПАО «Транснефть» для размыва донных отложений используются винтовые мешалки с электроприводом «Диоген», устанавливаемые в люке нижнего пояса резервуара. Однако данные устройства имеют ряд существенных недостатков. Так, на резервуары объемом до 20000 м<sup>3</sup> устанавливается один «Диоген». Диапазон работы устройства при установленных скоростях движения направленной струи составляет 60°, что образует в резервуаре так называемые «мёртвые» зоны, в которых происходит интенсивное накопление и уплотнение парафиносмоло-асфальтеносодержащих осадков, которые могут достигать до 50% от общей площади дна резервуара. Увеличение же частоты оборотов вращения винта устройства и увеличение скорости

направленного потока приводит к увеличению нагрузки на стенку резервуара, что пагубно сказывается на напряженно-деформированном состоянии и общем сроке службы резервуара. Наличие подвижных элементов в зоне образования донных отложений уменьшает надежность данного устройства и увеличивает риск отказа системы в случае значительного образования осадков. Наличие же мощного асинхронного электродвигателя создает потребность в большом количестве электроэнергии для «Диогена», что увеличивает затраты на размыв донных отложений и эксплуатацию резервуаров в целом. Кроме того в процессе длительной эксплуатации «Диогена» происходит увеличение зазоров в опорных узлах и расцентровка вала устройства вследствие неравномерного налипания на пропеллер многокомпонентных отложений, что приводит к дополнительной вибрации и локальной циклической нагрузке на стенку резервуара. Стоит отметить, что помимо известных и широко применяемых в настоящее время методов и средств, в докладе рассматриваются перспективные и более эффективные способы размыва донных отложений. В докладе предложено внедрение системы струйного гидравлического смесителя (СГС) в резервуар вертикальный стальной с понтоном 5000 на линейно производственной диспетчерской станции «Чекмагуш». Смеситель СГС предназначен для предотвращения накопления донных отложений в резервуарах при заполнении их нефтью и характеризуется экономичностью за счет использования части потенциальной энергии потока в трубопроводе перед резервуаром, а также созданием гомогенизированной по всему объему смеси за счет эжектирования потока.

В результате анализа двух систем по предотвращению донных отложений установлено, что наиболее эффективным методом очистки донных отложений для резервуаров с понтонами или плавающими крышами является система СГС.

В результате сопоставительного анализа установлено, что наиболее эффективным методом очистки донных отложений для рассматриваемого случая является система СГС.

Сравнительный анализ энергетических затрат для струйного гидравлического смесителя и электромеханических мешалок показал:

- при использовании смесителя часть потенциальной энергии потока в трубопроводе перед резервуаром может эффективно использоваться для размыва донных отложений и смешение без затрат дополнительной электроэнергии;
- энергия, сообщаемая струесмесителем, в 4-7 раз больше, чем в случае использования электромеханических мешалок пропеллерного типа.
- для гидравлического смесителя при  $Q=3000 \text{ м}^3/\text{ч}$  полезная мощность  $N_n=35 \text{ кВт}$ , в то время как для мешалки «Диоген – 500» –  $N_n=6,4 \text{ кВт}$ .

УДК 622.692.4(07)

## **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ СЕВЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*З.Р. Ишбердина, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа*

Надежная и безопасная эксплуатация нефте- и газопроводов является важнейшим направлением развития регионов с суровыми климатическими условиями. Анализ причин отказов и разрушений систем магистрального транспорта с учетом специфики района прохождения трассы трубопровода позволит оценить срок службы данных трубопроводов.

Геологические и климатические условия Севера, которые выражены многолетнемерзлыми грунтами и отрицательными температурами, требуют комплексного подхода к вопросу надежной эксплуатации трубопроводов. Одной из основных проблем при этом является борьба с коррозией.

Коррозия на внутренней поверхности трубопровода определяется свойствами перекачиваемых продуктов, на наружной поверхности – от внешних условий.

Как показывают опыт эксплуатации трубопроводов в средних и южных широтах и результаты исследований, внутренняя коррозия нарушает целостность промысловых трубопроводов за 5-10 лет, магистральных трубопроводов – за 30-50 лет, трубопроводов системы газораспределения – за 40-50 лет. Основными методами борьбы с внутренней коррозией являются очистка перекачиваемого продукта от коррозионно-агрессивных веществ, а также регулирование скорости потока, ввод ингибиторов. Однако можно только замедлить процесс образования внутренней коррозии, остановить ее полностью практически невозможно. Защита от наружной коррозии обеспечивается нанесением изолирующего покрытия и наведением катодного потенциала. Однако после 15-25 лет эксплуатации изоляционное покрытие теряет свои защитные свойства, после чего эффективность электрохимической коррозии резко снижается, и коррозия на внешней поверхности ускоряется. Независимо от способа прокладки трубопроводов защита от коррозии должна обеспечить их безаварийную работу в течение периода эксплуатации. Опыт по защите от коррозии трубопроводов, прокладываемых в условиях Севера, пока незначительный и не позволяет достаточно точно оценивать и прогнозировать срок службы данных трубопроводов.

Многообразие и суровость природно-климатических условий Севера оказывают решающее влияние на эффективность выбора применения средств электрохимической защиты от коррозии. Климатические условия Севера характеризуются низкими отрицательными температурами, шквальными ветрами, снежными заносами, обледенениями. После длительной (до 9 месяцев) полярной ночи наступает короткое лето, которое характеризуется сильными туманами (п/о Ямал и другие регионы). Полярные ночи, туманы, высокая обводненность и заболоченность, сильное обледенение и снежные заносы затрудняют обслуживание и ремонт установок катодной защиты и линий электропередачи. Чередование мерзлотности, пучинистости, низкой и высокой минерализации грунтов требуют иногда противоположных решений по защите от коррозии по сравнению с имеющимся опытом.

Трубопроводы, проложенные в многолетнемерзлых грунтах (надземно и подземно), находятся в неблагоприятных условиях повышенной коррозионной опасности и требуют более совершенной комплексной защиты от коррозии.

УДК 622.692.4(07)

## **МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОПАСНОСТИ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ**

*З.Р. Ишбердина, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа*

Методика основана на расчете величины интегрального показателя, который поможет обобщить опасные факторы, действующие на трубопровод.

Методика включает следующие положения:

- идентификация факторов, оказывающих наиболее значимое влияние на скорость коррозии трубопровода;
- ранжирование факторов по значимости;
- расчет интегрального показателя опасности коррозии.

В зависимости от объекта исследования факторы, влияющие на скорость коррозии, будут различаться. С учетом этих факторов рассчитывается обобщенный интегральный показатель опасности коррозии для трубопровода.

Ранжирование критериев опасности коррозии предлагается проводить с применением 7-ми бальной шкалы, собрав мнения экспертов из нефтегазовой отрасли.

Для определения степени согласованности мнений экспертов используется дисперсионный коэффициент конкордации (коэффициент согласия). Коэффициент конкордации равен 1, когда все ранжировки экспертов согласованы, и равен 0, если этого согласия нет.

Коэффициент конкордации определяется по формуле:

$$W = \frac{12 \cdot S}{d^2 \cdot (m^3 - m) - m \cdot \sum_{j=1}^m T_j}, \quad (1)$$

где  $S$  – величина, определяемая по формуле (2);  $d$  – число экспертов;  $m$  – количество показателей качества (количество факторов);  $j$  – число связанных рангов для каждого эксперта;  $T_j$  – величина, определяемая по формуле (4).

Величина  $S$  (сумма разности квадратов  $(r_i - \bar{r})$ ) будет равна:

$$S = (\sum_{s=1}^d (r_{is} - \bar{r})^2), \quad (2)$$

где  $\bar{r}$  – оценка математического ожидания.

Оценка математического ожидания определяется по формуле:

$$\bar{r} = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m r_{is}, \quad (3)$$

где  $r_{is}$  – сумма мнений экспертов по критерию.

Величина  $T_j$  определяется по следующей формуле:

$$T_j = \sum_{k=1}^n (t_j^3 - t_j), \quad (4)$$

где  $n$  – число связей (или видов повторяющихся балльных оценок) во всех оценках  $k$ -го эксперта;  $t_j$  – количество элементов в  $n$ -связке  $k$ -го эксперта.

Оценка значимости коэффициента конкордации. Коэффициент конкордации, вычисляемый по формуле (1), является оценкой истинного значения коэффициента и, следовательно, представляет собой случайную величину. Для определения значимости оценки коэффициента конкордации необходимо знать распределение частот для различных значений числа экспертов  $m/d$  и количества объектов  $n/m$ . При числе объектов  $m \geq 7$  оценка значимости коэффициента конкордации может быть произведена по критерию  $\chi^2$ . Величина  $W_{m(m-1)}$  имеет  $\chi^2$ -распределение с  $v=m-1$  степенями свободы.

При наличии связанных рангов величина  $\chi^2$ -распределения с  $v=m-1$  степенями свободы вычисляется по формуле:

$$\chi^2 = \frac{12 \cdot S}{d \cdot m \cdot (m+1) - \frac{1}{m-1} \cdot \sum_{j=1}^m T_j}. \quad (5)$$

Далее необходимо принять уровень значимости случайной величины и по таблицам «Критических значений коэффициента корреляции рангов Спирмена»



найти значение числа  $\chi^2$ . Затем сравнить найденное значение с табличным. Если табличное значение превышает рассчитанное, то коэффициент конкордации считается не значимым. В том случае, если рассчитанное значение превышает табличное, то коэффициент считается значимым, и мнения экспертов можно считать согласованными.

Для оценки значимости каждого из рассмотренных выше факторов, влияющих на скорость коррозии, введем  $R$  – интегральный показатель опасности коррозии.

Определение интегрального показателя предлагается выполнять по следующей формуле:

$$R = \sum_{i=1}^a X_i \cdot B + \sum_{i=1}^b Y_i \cdot B + \sum_{i=1}^c Z_i \cdot B, \quad (6)$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$ ,  $Z_i$  – критерии, характеризующие воздействия на трубопровод;  $B$  – балльная оценка критерия, в зависимости от интервала, в который попадают значения характеристик влияющих факторов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Смирнов, Н.В. Курс теории вероятности и математической статистики для технических приложений/ Н.В. Смирнов, И.В. Дудин – Барковский. – М.: Наука, 1965. – 512 с.
- 2 Ротштейн, А.П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткие множества, нейронные сети, генетические алгоритмы: монография/ А.П. Ротштейн. – Винница: Универсум-Винница, 1999. – 295 с.

УДК 624.148.5

### **АНАЛИЗ ПУТИ УЛУЧШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ФУНДАМЕНТОВ ГЛУБОКОГО ЗАЛОЖЕНИЯ В ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ**

*И.Р. Ишмухаметов, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Мировой рынок завоевывают современные технологии устройства фундаментов глубокого заложения, однако на внутренних рынках до сих пор господствуют традиционные концепции фундаментостроения. Это замедляет развитие инженерной науки, препятствует распространению и практическому использованию новых концепций.

Важными тенденциями в данной области являются разработка более рациональных методов проектирования с учетом реальных условий установки свай, а также повышенное внимание к деформациям фундаментов глубокого заложения. Процесс оценки реальных условий установки свай с учетом зависимости между напряжением и деформацией грунта во время забивки обсадной трубы или ввинчивания сваи, заливки цементного раствора и дальнейшего нагружения свай очень сложен. Однако для такой оценки до сих пор используются упрощенные модели.

Из-за увеличения несущей способности современных свай для их испытания требуются более эффективные методы, такие как испытание статикодинамической нагрузкой и мессдозой Остерберга. Поскольку стоимость обычного статического нагружения достаточно высока, все чаще применяют динамические испытания. Последние, однако, не дают точных данных о взаимодействии «свая – грунт – жесткость», которое является основополагающим параметром для оценки эксплуатационной пригодности фундамента.

Поскольку такие параметры, как жесткость наземных сооружений и их взаимодействие с группой свай, ведут себя нелинейно, более рациональным будет интерактивное проектирование (подразумевающее активное использование более гибких проектировочных решений) с использованием более универсальных методов испытания грунта и мониторинга установки свай. Перспектива улучшения свайных фундаментов должна способствовать развитию методов проектирования, в которых уделяется большое внимание исследованию грунта и полностью активизируются свайные фундаменты, например, через оптимизацию свайного ростверка.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Медведский, Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах / Р.И. Медведский. – М: Недра, 1999. – 230 с.

УДК 624.148.5

### **АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ УСТРОЙСТВА ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ**

*И.Р. Ишмухаметов, УГНТУ, г. Уфа*

В последние годы отмечается рост аварийности зданий и сооружений в районах распространения многолетнемерзлых грунтов. Из всех случаев разрушения сооружений около 85 % приходится на потерю несущей способности оснований и фундаментов. Важнейшим требованием при изысканиях, проектировании и возведении оснований и фундаментов является обеспечение их полной безопасности и безаварийности.

Опыт строительства на многолетнемерзлых грунтах показывает, что необходимо разрабатывать и применять новые технические решения с учетом долгосрочных прогнозов и возможностью управления температурным режимом грунтов оснований, позволяющие компенсировать отрицательное воздействие изменения климата для существующих, строящихся и проектируемых сооружений.

Пологонаклонная система термостабилизации представляет собой заправленное хладагентом охлаждающее устройство (термостабилизатор), состоящее из труб конденсатора и испарителя, соединенных сильфонными рукавами. Перемычка в середине испарительной части разделяет всю систему на два пологонаклонных термостабилизатора. При необходимости возможно использование транзитного участка с отводами для объединения конденсаторных частей в куст, а также устройство площадки обслуживания, которая облегчает мониторинг системы и обеспечивает эксплуатационную пригодность конструкции.

Преимущество установки термостабилизаторов при наклонно-направленном бурении предусматривает бестраншейную укладку оборудования. Такая прокладка может осуществляться в любых грунтовых условиях и не требует дополнительных мероприятий по укреплению грунта; обеспечивает сохранение естественной структуры грунтов основания под сооружением, надежность, высокие темпы и точность проходки, непрерывный контроль за траекторией прокладки.

Этот метод позволяет совмещать работу по термостабилизации грунтов и монтажу надземных конструкций строящихся сооружений.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Кудрявцев, В.А. Общее мерзлотоведение/ В.А. Кудрявцев, В.Н. Достовалов, Н.Н. Романовский, К.А. Кондратьева, В.Г. Меламед. - М.: Изд-во МГУ, 1978. - 464 с.

## **ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НА НЕФТЕПРОВОДАХ**

*Э.Ю. Касановас, П.Ю. Пузин, УГНТУ, г. Уфа*

Проблема рационального использования топливно-энергетических ресурсов в последнее время приобретает все большее значение. Промышленно развитые страны выдвигают повышенные требования к теплозащите строящихся и реконструируемых объектов, так как надлежащая теплоизоляция теплопроводов позволит минимизировать тепловые потери и обеспечить, таким образом, ресурсосбережение.

Основной документ, регламентирующий применение технической тепловой изоляции на территории РФ-Свод правил-СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Теплоизоляцию можно классифицировать по ГОСТ 16381-77 «Материалы и изделия строительные теплоизоляционные»: по виду основного исходного сырья, по структуре, по форме, по возгораемости и по содержанию связующего вещества материалы и изделия.

Для изготовления теплоизоляции, препятствующей теплопроводности, используют материалы, имеющие очень низкий коэффициент теплопроводности. Универсального теплоизоляционного материала, который бы подходил для всех трубопроводов на сегодняшний день нет, для каждого проекта необходимо подбирать свой теплоизоляционный материал. От правильного выбора тепловой изоляции во многом зависит реализация одного из основополагающих принципов - требования энергоэффективности и безопасности для обслуживающего персонала, а также сохранение параметров технологического процесса в заданных пределах. Выбор различных типов теплоизоляции для конкретных применений определяется в основном способностью материала не разрушаться в условиях длительного воздействия рабочего диапазона температур. Также выбор того или иного типа изоляции зависит в основном от ее физико-механических свойств и назначения.

Существует множество материалов для теплоизоляции трубопроводов, минеральная вата, теплоизоляционная краска, пенополиуретан, поливинилхлоридная лента, термоусаживающая лента, резиновое полотно, полиэтиленовые термоусаживаемые муфты и т.д.

Благодаря внедрению рациональных технических решений по нанесению на трубы теплоизоляционного покрытия возможно увеличение производительности труда, уменьшение себестоимости производства и повышение качества выпускаемых теплоизолированных трубопроводов.

## **ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ**

*С.В. Китаев, О.В. Смородова, Е.В. Кузнецова, УГНТУ, г. Уфа*

Актуальность темы определяется значительными инвестиционными затратами при реализации проектов трубопроводных систем. Техно-экономические параметры проекта становятся особенно неблагоприятными в условиях реализации проекта на территориях с тяжелыми климатическими и

геологическими условиями производства СМР (строительно-монтажных работ) и последующей эксплуатации проекта [1].

Авторы исследовали проект организации производства работ по прокладке метаноопроводов №2А-14, №2А-15, №2А-18, №2А-31, №2А-32, №2А-39 – 6,659км на участке Ачимовских отложений. Предприятие ООО «ГазЭнергоСтрой» выступает в качестве субподрядчика. Заказчиком является ООО «Газпромдобыча Уренгой». Объект находится в разработке, начиная с 2014 года, завершение проекта планируется в 2021 году.

В ходе исследования проекта были выявлены пути оптимизации реализации СМР.

#### 1. Оптимизация логистики проекта

В исходный проект заложена схема доставки труб с использованием железнодорожного транспорта с последующей перевалкой на автомобильный транспорт (Рисунок 1). Основным поставщиком является ЗАО Торговый дом ТМК, г. Тюмень, который поставляет трубы на железнодорожную станцию Еваяха, от которой трубы подаются на станцию заказчика УКПГ – 22 и далее автомобильным транспортом в район производства работ. Однако такая схема доставки материалов является достаточно затратной.

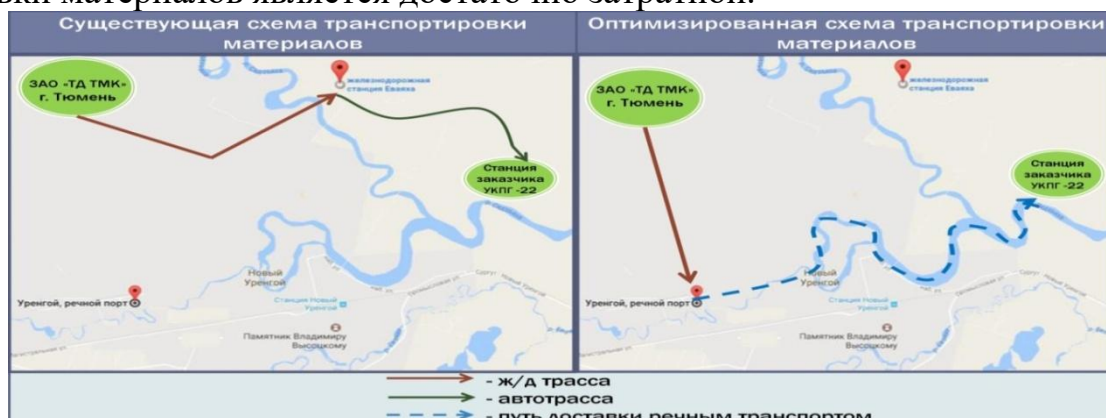


Рисунок 1- Схемы транспортировки материалов

В процессе исследования логистических возможностей региона было выяснено, что абсолютно неоправданно игнорируются возможности речного транспорта. Известно, что данный вид транспорта имеет свое неоспоримое преимущество перед другими – низкую стоимость транспортировки. Хотя нельзя отрицать некоторые сложности в применении речного транспорта, к которым относится значительная продолжительность доставки груза. В данном случае при правильном стратегическом планировании процесса производства СМР возможно устранение этого недостатка. Для этого необходимо применять календарное или сетевое планирование производства с включением в график сроков поставки необходимых для производства СМР материалов. Таким образом будет регулироваться работа поставщика и длительность процесса транспортировки не будет оказывать негативного воздействия на процесс реализации проекта. Единственное, что может повлиять в данном случае на эффективность работы самого строительного предприятия – это снижение эффективности использования оборотных средств за счет замедления их оборачиваемости в связи с несколько увеличенным сроком доставки материалов до заказчика. Однако, в условиях установившихся крепких хозяйственных связей в г. Уренгой, возможна отгрузка труб ЗАО ТД ТМК при частичной предварительной оплате с производством окончательного расчета по факту получения материалов.

В данной местности имеется функционирующий порт г. Уренгой, и поставщик имеет возможность отправлять трубы на этот порт. В случае внедрения данной логистической схемы затраты на транспортировку по проекту снизятся на 480 тысяч рублей по инвестиционному портфелю в целом [2].

## 2. Замена балластировки [3, 4].

В проект заложена балластировка трубопроводов утяжелителями типа КТ-300Т Ду500 (рисунок 2). Стоимость балласта по проекту составляет 8663400 р.



Рисунок 2- Балластировка утяжелителями типа КТ-300Т

Предлагается заменить их на утяжелители типа УБКм – 325-9 (Рисунок 3).



Рисунок 3- Утяжелители УБКм

В данном случае стоимость балласта снизится до 5639220рублей. Таким образом экономический эффект от замены типа балластировки составит более 3 млн.руб.

Совокупный эффект от внедрения мероприятий по оптимизации проекта достигнет 3504180 рублей.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гельман А.А. Инновационные подходы к снижению совокупных затрат на инфраструктурные объекты предприятий топливно-энергетического комплекса / А.А. Гельман, Е.В. Кузнецова // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 97-100
2. Исмагилов С.А. Теория и практика сметного ценообразования в строительстве / С.А. Исмагилов, Е.В. Кузнецова. – Уфа: Изд-во Уфимского гос. нефтяного технического ун-та, 2007 – 85 с.
3. Кузнецова Е.В. Концептуальные основы инжиниринга качества / Е.В. Кузнецова, А.А. Шаймарданова, А.С. Болгова // Современные тенденции в экономике и финансах: сборник научных трудов по материалам IV Всероссийской заочной научно-практической интернет-конференции. – Уфа, 2014. С. 109-111
4. Зенцов В.Н. Решения по энергосбережению при изменении конструктивных решений объектов водоснабжения и водоотведения / В.Н. Зенцов, М.В. Асташина, Е.В. Кузнецова, В.А. Хайруллин // Интернет- журнал науковедение. – 2016 - Том 8 - № 3 – С. 28

УДК 622.69

## КОМПОЗИТЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

*С.В. Китаев, В.Р. Байбаков, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа*

Производство трубопроводов из композитных материалов в мировой практике развивается уже больше полувека [1]. Первыми производителями стали американские компании — в конце 40-х годов XX они приступили к выпус-

ку труб из стеклопластика. В странах СНГ композиты используются в атомной, нефтяной, химической промышленности, энергетике и в быту с конца 80-х гг. XX века.

На рынке полимерных композитных изделий для строительной отрасли, ЖКХ, энергетической и добывающей отраслей к 2020 г. ожидается увеличение оборота в РФ (рисунок 1).

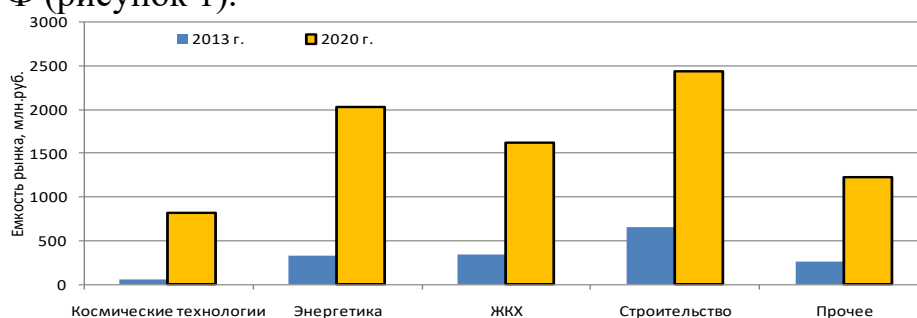


Рисунок 1 – Динамика оборота рынка композитных материалов, Россия

Объем рынка полимерных композитов в России составляет около 0,73% от мирового. В настоящее время доля российского рынка невелика, но наблюдается тенденция роста спроса на материалы со стороны промышленности (рисунок 2).

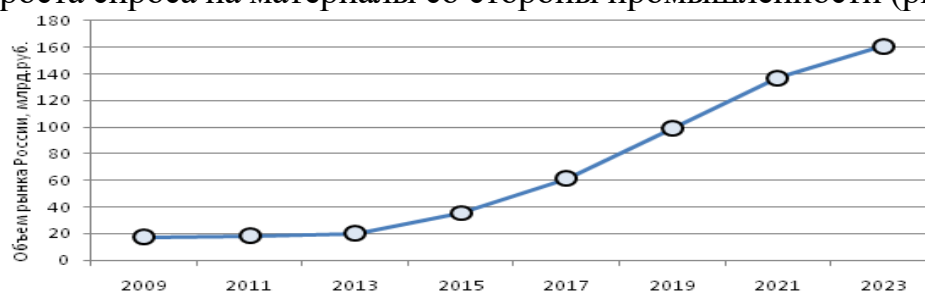


Рисунок 2 – Российский рынок полимерных композитов

Нефтегазовая отрасль предъявляет повышенные требования к материалам: высокое давление, большие нагрузки на оборудование, агрессивные и коррозионноактивные вещества в технологических процессах.

Чаще всего композитные трубы производятся из специального волокна, которое пропитывается специфической смолой. Выбор волокна зависит от целей использования. Оно может быть базальтовым, стеклянным, углеродным, а смолы — полиэфирными, эпоксидными или фенольными.

Использование композиционных материалов позволяет соответствовать высоким требованиям, что особенно важно при разработке морских месторождений (рисунок 3).



Рисунок 3 – Сферы применения композиционных материалов



Расчеты показали, что за счет основных достоинств композитов - минимальная шероховатость 0,0015 мм и стойкость к коррозии, суммарное экономическое преимущество их над стальными аналогами превышает 3 раза.

Положительный мировой и отечественный опыт использования полимерных композитных труб в отсутствии коррозионного разрушения и внутритрубных отложений прогнозирует благоприятные перспективы их применения.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Байков И.Р., Смородова О.В., Китаев С.В. Энергетическая эффективность нанокompозитных трубопроводов//Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2018. Т. 10. № 3. С. 20-36.
- 2 Смородова О.В., Китаев С.В., Байков И.Р. Влияние материала труб при ремонте магистральных газопроводов на надежность газотранспортной системы//В сборнике: Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса материалы XIV Международной научно-технической конференции. 2018. С. 245-250.
- 3 Смородова О.В., Костарева С.Н., Байков И.Р., Башарова Л.Р. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем//Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2019. № 1. С. 201-217.

УДК 622.691.4:620.97

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ПРИМЕНЕНИЕМ АБСОРБЦИОННОЙ БРОМИСТО-ЛИТИЕВОЙ ХОЛОДИЛЬНОЙ МАШИНЫ**

*И.А. Кожевникова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа*

Производственные объекты компрессорных станций (КС), включающие установки очистки газа, компрессорные цеха и установки воздушного охлаждения газа, являются источниками различных видов вторичных энергетических ресурсов, обладающие значительным потенциалом для утилизации. Утилизация теплоты уходящих газов газотурбинных установок (ГТУ) вносит наиболее существенный вклад в повышение эффективности использования вторичных энергоресурсов на КС [1, 2].

ГТУ различной мощности (от 2,5 до 50 МВт) на КС ПАО «Газпром» работают с КПД в среднем около 30%, вследствие чего теплота, содержащаяся в отработанных (выхлопных) газах, не используется и выбрасывается в атмосферу с температурой 350-450 °С [2].

Учитывая, что современные газотурбинные установки (ГТУ) имеют сравнительно большой расход топливного газа из-за низкого КПД, одним из вариантов улучшения энергетических показателей установок может быть охлаждение атмосферного воздуха, поступающего в осевой компрессор ГТУ.

В работе рассмотрены вопросы применения абсорбционной бромисто-литиевой холодильной машины (АБХМ) [3] утилизирующей теплоту уходящих газов ГТУ для охлаждения воздуха на входе в осевой компрессор.

Объектом исследований являлась КС «Москово», оснащенная газоперекачивающими агрегатами (ГПА) ГТК-10М. Ресурсы теплоты отработанных в газотурбинной установке КС продуктов сгорания природного газа для ГПА данного типа составляют в среднем 30 ГДж/ч от одного агрегата.

Проведенный анализ показал, что применение АБХМ на КС является экономически целесообразным решением и позволит снизить расход топливного газа на энергопривод при эксплуатации КС за счет утилизации теплоты уходящих газов ГТУ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Байков И.Р. Моделирование работы теплофикационной установки на компрессорной станции при повышении степени использования теплоты вторичных энергоресурсов/ И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, С.В. Китаев//Нефтегазовое дело.–№2.–2016.–С.80–83.
- 2 Байков И.Р. Повышение степени использования теплоты уходящих газов газотурбинных установок в магистральном транспорте газа/И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, С.В. Китаев//Нефтегазовое дело.–№1.–2016.–С.106–110.
- 3 Абсорбционная бромисто-литиевая холодильная машина [Электронный ресурс].-URL: <http://abxm-thermax.ru/abxm/> (дата обращения: 09.03.2019).

УДК 622.692

## МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ В АРКТИЧЕСКИХ ЗОНАХ

*С.В. Кондратенко, В.А. Азаров, М.Н. Назарова, СПГУ, г. Санкт-Петербург*

В данной работе рассматривается проблема аварийности на объектах транспорта нефти, газа и продуктов их переработки вследствие коррозионного разрушения магистральных трубопроводов (далее МТ) в условиях критически низких температур в Арктической зоне. Основной целью является поиск наиболее оптимальных методов, предотвращающих возникновение коррозионных процессов, и обеспечивающих полную защиту от коррозии МТ. Необходимость в изучении методов по борьбе с коррозией связана с повышенными требованиями к вопросам безопасной эксплуатации и обслуживания объектов транспорта нефти и газа. Коррозией металлов и сплавов называется процесс, вызванный в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды и приводящий к разрушению металла и сплава.

К арктическим газонефтепроводам относятся трубопроводы, пролегающие в многолетнемерзлых грунтах Западной Сибири, на территории грунтов Среднего Приобья, например, газопровод «Бованенково-Ухта» и другие. Согласно данным Ростехнадзора за последние 5 лет на территории северных регионов России, относящихся к регионам с многолетнемерзлыми грунтами, произошло более полутора десятка аварий и ЧС на объектах МТ, причиной которых явилось коррозионная агрессивность грунтов. На рисунке 1 представлена примерная статистика аварий согласно данным Ростехнадзора в период с 2014 по 2018 год. Аварии происходили на предприятиях: ОАО «Газпром Трансгаз Югорск», ООО «Газпром Трансгаз Ухта», ООО «ЛУКОЙЛ – Коми», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и др.

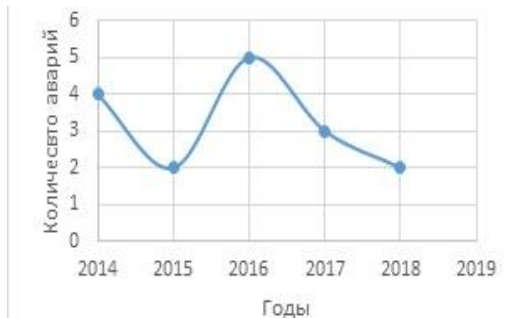


Рисунок 1 – Распределение количества аварий по причине коррозии на объектах МТ в северных регионах России с 2014 по 2018 гг



Основным методом, предотвращающим начало развития коррозионных процессов, является применение коррозионностойких сталей при строительстве МТ. Коррозионная стойкость – наличие способности эффективно противостоять воздействию агрессивных коррозионных факторов, она свойственна металлическим изделиям, на поверхности которых в агрессивной среде образуется прочная пассивирующая плёнка, препятствующая проникновению в более глубокие слои металла. Наиболее широкое применение получили сплавы, в составе которых среднее содержание никеля составляет 10%, хрома – 18%, углерода – от 0,08 или 0,12%, титана – 1%. Например, сталь марки 12X18H10T – сталь коррозионностойкая. Для защиты трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные средства и методы. К первым относятся изоляционные покрытия. Различают покрытия на основе битумных мастик, полимерных липких лент, эпоксидных полимеров, каменноугольных пеков и др. Битумные мастики – это многослойная конструкция, включающую грунтовку, мастику, армирующую и защитную обертки. Также применяются покрытия на основе полимерных липких лент, они обладают высоким электросопротивлением, очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ). К активным методам относится электрохимическая защита, которая осуществляется катодной поляризацией трубопроводов. Для защиты стальных сооружений от коррозии могут быть использованы такие металлы как магний, цинк и алюминий. К наиболее распространенным способам защиты трубопроводов от коррозионно-механического растрескивания в Арктических зонах относятся: ингибиторная защита; применение гальванических и лакокрасочных покрытий; легирование трубной стали; защита с помощью оксидных и фосфатных покрытий; термообработка труб. Эффективным методом является ингибирование. Ингибиторы тормозят процесс коррозионного зарождения трещин на поверхности металла, они способны проникать в вершину зародившейся трещины и сдерживать ее развитие.

Следует отметить, что в условиях вечной мерзлоты для защиты от коррозии МТ лучше использовать пассивные методы защиты, а именно ингибиторы и такие изоляционные покрытия как битумные мастики, полимерные липкие ленты, гальванические, лакокрасочные, оксидные и фосфатные покрытия. Способы электрохимической защиты использовать не выгодно в условиях Арктических зон согласно технико-экономических обоснований.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. и др. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. Учебник. – М, «Недра», 1992, 238 с.
- 2 Коршак А.К. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А. М. Нечваль; под ред. А. А. Коршака. — СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
- 3 Журнал «Нефтяное хозяйство» - текст научной статьи на тему «Коррозия трубной стали в многолетнемерзлых грунтах Западной Сибири (обращение от 21.03.19)
- 4 <http://www.gosnadzor.ru/> (обращение от 24.03.19).

УДК 622.692

### **ПРИМЕНЕНИЕ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ В КАЧЕСТВЕ РАЗДЕЛИТЕЛЯ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ**

*В.Г. Корнеенко, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа*

Нефти многих месторождений РФ и Казахстана обладают выраженными аномальными свойствами: являются высоковязкими либо высокопарафинисты-

ми. Реологические свойства смесей этих нефтей делают их схожими с гелевыми системами и позволяют рассмотреть их в качестве разделительной (пробки) при последовательной перекачке.

По своим свойствам нефти месторождений Казахстана являются наиболее подходящими.

Таблица 1 – Реологические характеристики нефтесмесей Мангышлакской и Каламкаской нефти[1]

| Содержание Каламкаской нефти в смеси, масс.% | $t_3, ^\circ\text{C}$ | $\rho_{20}, \text{г/см}^3$ | Статическое напряжение сдвига (Па) при температуре, $^\circ\text{C}$ |      |     |
|----------------------------------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------------------------------------------------------|------|-----|
|                                              |                       |                            | 15                                                                   | 21   | 27  |
| 0                                            | 30,5                  | 0,857                      | 454,8                                                                | 50   | 5,0 |
| 20                                           | 26,5                  | 0,862                      | 148,4                                                                | 20   | 2,7 |
| 30                                           | 21,5                  | 0,870                      | 82,2                                                                 | 11,8 | -   |
| 40                                           | 19,5                  | 0,875                      | 47,9                                                                 | 7,4  | -   |

Чтобы anomальная нефть двигалась в трубопроводе в виде разделителя(пробки) под действием потока ньютоновской жидкости (нефти), необходимо выполнение условия:  $\tau \leq \tau_0$ ,

где  $\tau_0$  – статическое (начальное) напряжение сдвига вязкой нефти.

Исходя из этого условия находим, что:

а) расход выталкивающей жидкости должен быть  $Q \leq \left[ \frac{4 \cdot D^4 - m \cdot \tau_0}{\rho \cdot g \cdot \beta \cdot v^m} \right]^{\frac{1}{2-m}}$ ,

б) скорость выталкивающей жидкости не должна превышать максимальное значение,  $v_{\text{макс}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{макс}}}{\pi \cdot D^2}$ ;

в) минимальное значение статического напряжения сдвига вязкой нефти должно соответствовать  $\tau_0 \geq \frac{\rho \cdot g \cdot \beta \cdot Q^{2-m} \cdot v^m}{4 \cdot D^4 - m}$  [2].

Во всех случаях режим течения нефти: турбулентный – смешанное трение, кроме  $\tau_0=2,7\text{Па}$  - зона гидравлически гладких труб.

Результаты расчетов максимального расхода нефти  $Q_{\text{max}}$  и максимальной скорости нефти  $v_{\text{max}}$  и минимального значения предельного напряжения сдвига сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов

| $\tau_0$ , Па при $15^\circ\text{C}$ | $Q_{\text{max}}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ | $V_{\text{max}}, \frac{\text{м}}{\text{с}}$ | $\tau_0$ , Па при $21^\circ\text{C}$ | $Q_{\text{max}}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ | $V_{\text{max}}, \frac{\text{м}}{\text{с}}$ | $\tau_0$ , Па при $27^\circ\text{C}$ | $Q_{\text{max}}, \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ | $V_{\text{max}}, \frac{\text{м}}{\text{с}}$ | $\tau_{0\text{min}}$ , Па |
|--------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|
| 454,8                                | 6,248                                         | 16,24                                       | 50                                   | 1,95                                          | 5,08                                        | 5,0                                  | 0,582                                         | 1,51                                        | 8,46                      |
| 148,4                                | 3,458                                         | 8,99                                        | 20                                   | 1,20                                          | 3,14                                        | 2,7                                  | 0,401                                         | 1,04                                        |                           |
| 82,2                                 | 2,534                                         | 6,58                                        | 11,8                                 | 0,914                                         | 2,37                                        | -                                    | -                                             | -                                           |                           |
| 47,9                                 | 1,907                                         | 4,95                                        | 7,4                                  | 0,715                                         | 1,86                                        | -                                    | -                                             | -                                           |                           |

Вывод: В трубопроводе скорость движения нефти в среднем составляет  $1-2 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ . Во всех случаях кроме  $\tau_0=7,4\text{Па}$ ,  $\tau_0=5,0\text{Па}$ ,  $\tau_0=2,7\text{Па}$  максимальная скорость значительно выше, значит anomальная нефть будет двигаться в трубопроводе в виде пробки и не разрушаться.

При  $\tau_0=7,4\text{Па}$ ,  $\tau_0=5,0\text{Па}$ ,  $\tau_0=2,7\text{Па}$  не стоит рассматривать в применении, т.к. необходимое условие  $\tau_0 \geq \tau_{0\text{min}}$  не выполняется.

Более подходящими будут смеси с 0% и 20% содержанием Каламкаской нефти, т.к. температуры застывания этих смесей равны  $t_3=30,5^{\circ}\text{C}$  и  $t_3=26,5^{\circ}\text{C}$  соответственно.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Нгия, Ты Тхань, Бахтизин, М.М., Мастобаев, Б.Н., и др. Транспорт и хранение высокоязких нефтей. – С-П: Недра, 2015.-295-313с.
- 2 Гайнетдинова, Л.И. Гареев, М.М. Организация движения гелевой пробки по трубопроводу. Тезисы докладов учебно-научно-практической конференции Трубопроводный транспорт-2018.-Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2018. - С. 48-49.

УДК 662.758

### **ОЦЕНКА РИСКА ОБРАЗОВАНИЯ НЕРАСТВОРИМОГО ОСАДКА ПРИ СМЕШИВАНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*И.А. Кошельков, Р.Р. Султанбеков, М.Н. Назарова,  
Горный университет, г. Санкт-Петербург*

На нефтебазах часто резервуары используются для хранения различных нефтепродуктов, а также могут проводиться операции по смешиванию разных по характеристикам топлив для получения смеси с меньшей вязкостью. И если говорить об остаточных топливах, то возникает проблема их совместимости. При смешивании несовместимых топлив возможно образование битуминозного тяжелого нерастворимого осадка, который, оседая на дне резервуаров, способствует уменьшению их полезного объема, а так же может откладываться на стенках трубопроводов при перекачках. Выпадение осадка из-за несовместимости топлив резко ухудшает эксплуатационные характеристики полученной смеси.

Показатель общего осадка регламентируется стандартами ГОСТ Р 54299-2010 и ИСО 8217. Несовместимыми топливами считаются топлива, если общий осадок смеси превышает общий осадок каждого из компонентов в отдельности. В соответствии с ГОСТ 50837.6-95 общий осадок – сумма нерастворимых в парафиновом растворителе органических и неорганических веществ, которые отделяются от образца при его фильтровании в определенных данных ГОСТом условиях.

В производстве, при эксплуатации нефтебаз и топливных терминалов, зачастую невозможно определить совместимость нефтепродуктов до их смешения в резервуарах. Стандартные методы определяют показатель общего осадка только лишь после непосредственного получения смеси в резервуаре, когда продукт из-за проявления несовместимости может уже не соответствовать требуемым нормам. Главным образом это связано с остатком после опорожнения резервуара, который даже при 5-10% соотношении в смеси может вызвать активное выпадение осадка. Существующие методы определения совместимости на практике практически не применяются из-за недостаточно точных результатов, длительности проведения испытаний, а в случае точных хроматографических методов из-за высоких финансовых затрат и длительности исследований.

Идеальным вариантом мог бы стать метод, позволяющий определить совместимость топлив еще до их смешения, который позволил бы быстро дать точный результат, при низкой стоимости проведения испытаний. Это позволи-

ло бы сохранить качество нефтепродуктов. Но с учетом того, что указываемые заводом характеристики нефтепродуктов достаточно общие, в основном такие как плотность, вязкость, содержание общего осадка, то очевидно, что довольно сложно получить практически полезный точный метод оценки. Однако, в таких условиях вполне достаточно метода, который минимизировал бы возможность получения смеси несовместимых топлив.

Для оценки рисков проявления несовместимости нефтепродуктов до их смешения были проведены исследования по определению совместимости нефтепродуктов и анализа полученных данных. Были проанализированы 3 основных показателя качества, а именно показатели общего осадка, плотности и вязкости нефтепродуктов. Объектом исследования были высоковязкие мазуты марок IFO 380, RMK 500, RMK 700 и различные печные топлива с низкой вязкостью.

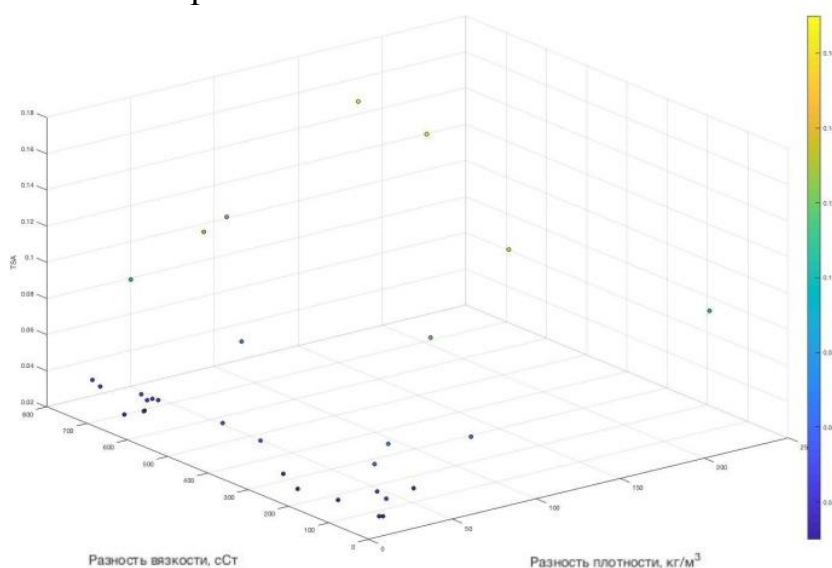


Рисунок 1 – Распределение величины общего осадка

Данные были получены для определенных условий, а именно:

- смесь двух компонентов;
- соотношение компонентов 50/50.

Полученные в ходе исследований данные показывают, что при увеличении разности плотности и кинематической вязкости смешиваемых нефтепродуктов (рис. 1) проявление несовместимости наблюдается с более высокой вероятностью, что приводит к увеличению содержания общего осадка выше норм, а именно выше 0,1% согласно ГОСТ Р 54299-2010 и ИСО 8217.

Согласно проведенным исследованиям, следует, что при увеличении разности плотностей и вязкости между смешиваемыми нефтепродуктами, а именно между печными топливами и высоковязкими мазутами риск проявления несовместимости увеличивается. Поэтому рекомендовано при необходимости смешения разных видов нефтепродуктов, подбирать близкие по показателям качества нефтепродуктов для снижения рисков потерь качества.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Митусова, Т.Н., Непомнящая Е.В. Судовые топлива. Основные эксплуатационные характеристики [Текст] // Митусова Т.Н., Непомнящая Е.В.// Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2009.- № 9-10.-С.58 - 62.

## ОБОСНОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЮЖНОЙ ЕВРОПЫ ИЗРАИЛЬСКИМ ГАЗОМ

*Е.И. Крапивский, УГТУ, г. Ухта,  
А.П. Спиридонова, СПбГУ, г. Санкт-Петербург*

Израильский шельф Средиземного моря содержит огромные запасы природного газа. Обнаруженные в 2008 году месторождение «Тамар» и в 2010 годах месторождение «Левиафан» залегают на глубине 1,6 – 2 км под водой на удалении 90-10 км от израильских берегов. Для проведения разработки месторождения требуется бурение на глубину 5-8 км от уровня дна. Предполагаемые объёмы извлечения газа из залежей «Тамар» составляют 300 млрд. м<sup>3</sup>, «Левиафан» – 500-600 м<sup>3</sup>.

На сегодня добыча газа на «Левиафане» не производится до сих пор. Но Израиль подписал соглашение со многими странами Южной Европы и в январе 2017 года министры энергетики Италии, Греции, Израиля, Кипра и Египта обсуждают возведение «Средиземноморского потока» - стратегического газопровода от израильских шельфовых месторождений «Левиафан» и «Тамар» через кипрское месторождение «Афродита» с заходом в египетское «Зохр» и далее к берегам Италии и Греции.

Предполагается провести трубопровод, длиной 2.200 километров. При этом ожидаемые объёмы прокачки составляют 12 млрд м<sup>3</sup>/год с последующим увеличением до 21 млрд м<sup>3</sup>. Также проведена экономическая оценка строительства данного трубопровода, которая составила приблизительно 6 млрд. \$. И примерные сроки исполнения – восемь лет, промышленная эксплуатация планируется после 2025 года. По нашему мнению стоимость газопровода занижена в 3 раза, т.к. первая очередь «Северного потока» (55 млрд. м. куб) при длине 1.227 км балтийского мелководья потребовала затрат в 10 млрд. \$.

Альтернативным вариантом газоснабжения Южной Европы с месторождений Израиля является транспортировка сжиженного газа судами газовозами или контейнеровозами, т.к. прокладка магистральных трубопроводов экономически нецелесообразно и главное препятствие для строительства – значительная глубина Средиземного моря, достигающая 3000 м и сложный рельеф. На сегодня самым глубоководным газопроводом считается «Голубой поток» на глубине около 2200 м.

Над месторождением должно располагаться судно (плавучий завод СПГ), с функциями добывающей морской платформы, на палубе которой размещены установки подготовки, очищения и осушки газа, технологические линии для разделения и сжижения газа. Газ добывается, затем очищается от воды, механических примесей и углекислого газа и выделяются высокомолекулярные углеводороды. Далее происходит увеличение давления газа до 300 атм. При этом газ нагревается до 60 градусов Цельсия, затем охлаждение газа морской водой до 3-8 градусов Цельсия. После происходит сброс давления газа морском подводном хранилище до 100 атм. При этом газа охлаждается до минус 45-50 градусов Цельсия. При закачки газового конденсата под давлением 120-150 атм. в

количестве 5-10% по массе газ сжижается. Его удельный вес становится около 0,22 кг/л. При давлении около 100 атм. Для перевозки сжиженного газа применяется морская транспортировка, используя стандартные контейнеры и приспособление контейнеровозов под перевозку СПГ (рисунок 3). Вместимость подобного судна будет небольшой – около 10 млн.куб.м природного газа.

Таким образом,наиболее эффективным оказывается морской транспортировка сжиженного природного газа газовозами, причем разработанная технология позволяет обеспечить поставки природного газа в Южную Европу, при этом требования 3 энергопакета Европейского союза (ЕС) выполняются. Также для более крупных объемов перевозки СПГ предлагается строительство специальных судов с использованием емкостей для хранения СПГ, объем и количествокоторых может быть увеличено по сравнению с автотрейлерами и контейнерами.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Крупномасштабное производство сжиженного природного газа: учебное пособие для вузов/ В. С. Вовк, Б. А. Никитин, А. И. Новиков и др. 243с.
- 2 Морская транспортировка компримированного и сжиженного газа. Монография, Е.И. Крапивский, Г.С. Миннегулова. 351с.
- 3 Обоснование целесообразности и возможности транспортировки компримированного природного газа судами-газовозами по Черному морю из России в Южную Европу /Е.И. Крапивский, Ц.В. Соколов, А. В. Волкова, Е. В. Рыжкова// Горный информационно-аналитический бюллетень, №1, 2017. – с 57-69.

УДК 622

### **К ВОПРОСУ О ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАСЧЁТЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ**

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

Рассмотрен существующий теоретический метод определения потерь напора в технологических трубопроводах при перекачке высоковязких и высокозастывающих сред, возникающих вследствие неравномерности распределения температуры перекачиваемого продукта по длине трубопровода. В работе предложен новая методика определения возникающих потерь, учитывающая изменение температуры как функцию длины трубопровода и времени перекачки. Дан качественный и сравнительный анализ полученным результатам.

Объектом изучения работы является процесс перекачки высоковязких, высокозастывающих нефтепродуктов на незначительные расстояния (не более 3 км) в технологических трубопроводах, расположенных на нефтебазах. В качестве рассматриваемого субъекта выступает гипотетический негоризонтальный технологический трубопровод со множеством местных сопротивлений без пунктов промежуточного подогрева нефтепродукта. Нефтепродуктопровод прокладывается по территории нефтебазы и соединяет нулевой резервуар железнодорожной эстакады и вертикальный стальной резервуар резервуарного парка и имеет на своем пути насосную станцию внутрибазовой перекачки.

Целью работы является разработка методики определения зависимости гидравлических потерь различных высоковязких высокозастывающих нефтепродуктов от времени и координаты трубопровода, а также построения динамического гидравлического профиля данного трубопровода.

Для проведения теоретических испытаний для выполнения поставленных задач был произведено математическое моделирование с помощью пакета MatLAB. В работе произведены многовариантные гидравлический расчёты технологического трубопровода с различными комбинациями свойств трубопровода (толщина стенки, коэффициент теплопроводности, внутренняя шероховатость, внутренний диаметр) и свойств перекачиваемого нефтепродукта (вязкость, плотность, начальная температура подогрева, теплоемкость).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шестаков Р.А. Метод параметрической локализации утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах сложной конструкции // Промышленный сервис. – 2016. – № 1. – С.19-23.
2. Поляков В.А., Шестаков Р.А. Изменение характера технологического режима трубопроводного транспорта высоковязкой нефти по длине нефтепровода // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2013. – № 4. – С.79-83.
2. Поляков В.А., Шестаков Р.А., Комаров Д.Н. Комплексная параметрическая методика обнаружения утечек и несанкционированных врезок на трубопроводах // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 1. – С. 40-42.
3. Поляков В.А. Системный подход к проектированию трубопроводов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Поляков В.А., Шестаков Р.А. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/22990> (дата обращения: 22.12.2018)
4. Лурье М.В. Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: Учебник для нефтегазовых вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 434 с.: ил.
5. Дейнеко С.В. и др. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: учебное пособие / Дейнеко С.В., Алихашкин А.С., Шестаков Р.А., Уланов В.В. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23045> (дата обращения: 21.12.2018).
6. Хранение нефти и нефтепродуктов: учебное пособие/ В.Н. Антипов, Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев и др.; Под общей ред. Ю.Д. Земенкова. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 560 с.

УДК 621.642.3: 624.953

### **МОДЕРНИЗАЦИЯ УСПОКОИТЕЛЕЙ КАЧКИ ПОНТОНОВ (ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ) РЕЗЕРВУАРОВ**

*П.В. Кузнецов, ООО «Автосеть РБ»,*

*В.А. Кузнецов, А.А. Миниахметова УГНТУ, г. Уфа*

Для хранения нефтепродуктов используют стальные вертикальные резервуары с понтонами – РВСП, так как их использование считается одним из наиболее эффективных способов сокращения потерь от испарения [1]. Однако, согласно литературным данным, наблюдается потеря их работоспособности приводящая к чрезвычайным ситуациям с серьёзными последствиям. Одной из возможных причин, приводящих к разрушению РВСП, являются крен понтонов, с последующим их заклиниванием на направляющих стойках.

Для повышения остойчивости понтонов предложен ряд конструкций успокоителей качки, представляющие собой устройство, расположенное на днище по периметру понтона, выполнен из металла в форме кия. [2,3]. Устройство для обеспечения остойчивости расположено на днище понтона по его периметру, выполнено из металла, сваренного в соты, или в виде соединенных сваркой отрезков металлических труб условным диаметром 50-55мм, длиной 2-8м в зависимости от размера понтона.

Недостатком этих конструкций является значительная сложность монтажа, вследствие ограниченного размера (диаметр 600мм.) люка в резервуаре и значительных размеров элементов успокоителей. Последнее, к тому же, определяет их повышенную материалоемкость.

В связи с этим предлагается усовершенствованная конструкция понтона, увеличивающая остойчивость плавающего покрытия, при использовании которой количество отказов понтонов РВС значительно уменьшается.

В данной работе при помощи программного комплекса ABAQUS исследовано устройство, повышающее остойчивость плавающего понтона резервуара. Модель успокоителя качки понтона, построенная в программном комплексе ABAQUS имела размеры (мм): диаметр опорной стойки  $d = 89$ , высота опорной стойки  $L = 1800$ , диаметр диска  $D = 1180$ . Опорная стойка и успокоитель построены как оболочковые конструкции методом SHELLRevolve. Материал успокоителя сталь 09Г2С.

Установлено, что максимальные напряжения возникают в месте соединения диска с опорной стойкой. Причем при расположении одного диска в нижней части опорной стойки (рисунок 1а), возникают меньшие напряжения (589МПа), чем при расположении двух, или трёх дисков (рисунок 1б, в) по высоте опорной стойки (591МПа), но, тем не менее, всегда превышающие допускаемое напряжение для данной стали равное 196МПа. Перемещения в модели происходят по периферии дисков, не зависимо от количества и расположения дисков на опорной стойке и составляют 68мм.

Для уменьшения возникающих напряжений при изгибе дисков от массы жидкостей их дополнительно закрепили растяжками, которые расположили по радиусу 450мм и углом  $30^\circ$  к вертикальной оси (рисунок 2). Максимальные напряжения в этом случае возникают в местах крепления растяжек к диску и равны 181МПа – в случае расположения трех стяжек с одним диском, 110МПа – в случае расположения четырех растяжек с одним диском, и 243МПа – в случае расположения трех растяжек с двумя дисками. Максимальные перемещения в этом случае происходят в местах крепления растяжек к диску и составляют 27, 10 и 32мм соответственно.

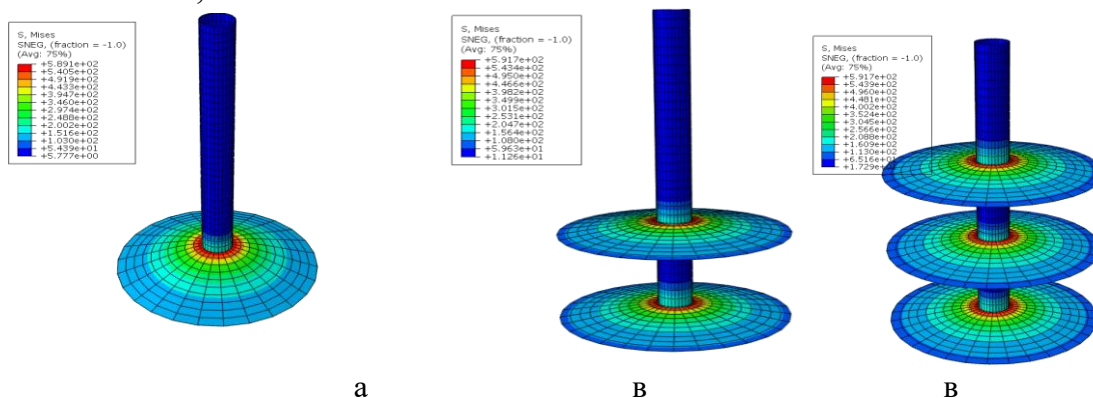
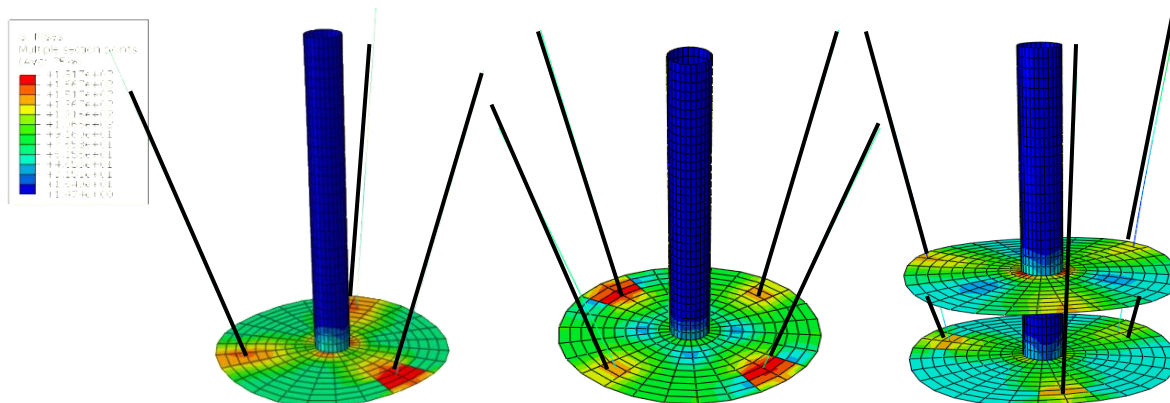


Рисунок 1– Поле распределения главных напряжений [МПа] в дисках успокоителей в месте крепления к опорной стойке понтона:





а – 1 диск и 3 растяжки; б – тоже и 4 растяжки; в – 2 диска и 3 растяжки  
Рисунок 2 – Поле распределения главных напряжений [МПа] в диске успокоителя качки понтона

Таким образом, исходя из результатов численного эксперимента, можно сделать вывод о возможности использования дисковых успокоителей качки закреплённых на опорных стойках, но с дополнительным креплением дисков к понтону посредством растяжек.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Мустафин Ф.М. Резервуары для нефти и нефтепродуктов. / Мустафин Ф.М., Жданов Р.А., Каравайченко М.Г., Ахметов Ф.Ш., Бондарчук Д.А., Лукьянова И.Э. – СПб.: Недра, 2010. Т. 1. – 480с.
- 2 Пат. №2302365 (РФ) МПК В65D 88/34. Плавающее покрытие для резервуара. / Ф.М. Мустафин, И.Э. Лукьянова, В.П. Рябинкин // Бюл. №19. ,2007.
- 3 Пат. на полезную модель №111118 (РФ) МПК В65D 88/34. Плавающее покрытие для резервуара. / Ф.М. Мустафин, И.Э. Лукьянова, В.А. Лукьянова // Бюл. №34. ,2011.

УДК 504.064

### ПРИМЕНЕНИЕ БИОГИБРИДНЫХ МАТЕРИАЛОВ В СОРБЦИОННОМ МЕТОДЕ СБОРА АВАРИЙНЫХ УТЕЧЕК НЕФТИ

*В.Ю. Лапук, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

Нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия являются одними из основных источников загрязнения окружающей среды. Загрязнение воды нефтепродуктами может произойти на любом из этапов производственного цикла: как при добыче и транспортировке, так и при переработке нефти. Вследствие низкой растворимости в воде скопление нефти и нефтепродуктов происходит в первую очередь на водной поверхности. В этой связи ликвидация разливов этих веществ с поверхности водоемов занимает особое место в охране окружающей природной среды.

Среди методов очистки акваторий от разлитых углеводородов наиболее перспективным является сорбционный метод с применением сорбирующих материалов как синтетического, так и природного происхождения. Каждый из вариантов таких материалов имеет свои достоинства и находит оптимальное применение в конкретных условиях [1].

Одними из главных критериев выбора эффективного нефтесорбента являются: высокое значение нефтеемкости, гидрофобность, длительная плавучесть, возможность регенерации и экологически безопасная утилизация отработанного материала [2].

На сегодняшний день перспективным направлением в сорбционном методе является использование биогибридных сорбционных материалов. Они состоят из сорбирующей основы и иммобилизованных на ней нефтеокисляющих микроорганизмов. Такое сочетание позволяет проводить два процесса одновременно: сорбцию углеводородов с последующей их биodeградацией микроорганизмами [3].

В последние года идут активные разработки биогибридных сорбционных материалов на основе синтетических полимеров. Так, уже разработаны гидрофонные волокнистые материалы на основе полипропилена, полиэфиров и сополимера акрилонитрила с метилметакрилатом. Лабораторные исследования установили, что неefтеемкость сорбентов по нефти ( $\rho=889 \text{ кг/м}^3$ ) составляют соответственно 13 г/г, 27 г/г и 29 г/г. Следует отметить, что исследованные материалы обладают достаточной плавучестью (около 48 часов).

Для извлечения нефти на водной поверхности материал укладывают на поверхность нефтяной пленки. В результате волнения водной среды сорбирующее полотно погружается в толщу эмульсии, где происходит избирательная адсорбция нефтяного субстрата. Биodeградация нефти осуществляется бактериями-нефтедеструкторами как в самом сорбенте, так и во время контакта системы с водонефтяной эмульсией. При этом биогибридный материал может быть помещен в любое соответствующее место для долгосрочного осуществления процесса биodeструкции нефти.

Благодаря действию нефтеокисляющих микроорганизмов сорбент способен саморегенерироваться, что позволяет экономить на оборудовании для его регенерации. Учитывая синтетическую природу основы материала, экологически безопасное решение утилизации отработанного полимерного сорбента – использование в качестве вторичного сырья, например, как добавку к битумам в разработке полимерно-битумного вяжущего для дорожных покрытий.

Рассматриваемое сорбирующее волокно может служить эффективным наполнением для сорбирующих бонов.

Таким образом, биогибридные сорбенты представляют перспективный и эффективный вариант материала для сорбционного сбора аварийных утечек нефтепродуктов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Байбурдов, Т.А. Полимерные сорбенты для сбора нефтепродуктов с поверхности водоёмов: обзор русскоязычной литературы за 2000–2017 гг. / Т.А. Байбурдов, А.Б. Шиповская // Известия саратовского университета. Новая серия. Серия: Химия. Биология. Экология. – 2018. – С. 285-298.
- 2 Самойлов, Н.А. Сорбционный метод ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов / Н.А. Самойлов, Р.Н. Хлесткин, А.В. Шеметов и др. – М.: «Химия», 2001. – 192 с.
- 3 Кашеева, П.Б. Биогибридный материал для сорбции нефти и нефтепродуктов при аварийных разливах / П.Б. Кашеева, Е.О. Омарова, Е.С. Лобакова и др. // IV Всероссийская конференция по химической технологии. – 2012. – С. 377-379.

УДК 622.691.24:551.247

### **ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАССОЛОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОХРАНИЛИЩ В ПЛАСТАХ КАМЕННОЙ СОЛИ**

*Е.А. Локина, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа*

Работа посвящена повторному использованию рассолов при разработке подземных газохранилищ в соляных пластах. Актуальность данного исследова-

ния обоснована необходимостью минимизации потерь при хранении природного газа. Целью работы является представление опытным путем возможности и эффективности повторного использования концентрата при размытии пласта. Такой метод позволяет снизить количество использованной пресной воды.

Важным составляющим является понятие растворимости, т.к. определение оптимального значения растворимости и насыщения раствора поможет снизить расход растворителя (пресной воды). Растворение производится путем подачи пресной воды в пласт и растворения хлорида натрия.

Растворимость – это предельная концентрация вещества в растворе, при которой раствор находится в состоянии равновесия, т.е. химический потенциал растворенного вещества равен химическому потенциалу вещества в твердой фазе [1].

Используя основной закон кинетики растворения найдены подходящие значения концентраций насыщения, для возможности повторного использования рассола и сведения к минимуму расхода пресной воды.

С помощью применения процесса электродиализа установлена возможность организовать замкнутый цикл с минимальной подпиткой свежей водой, т.к. основой для размытия пласта будет служить обессоленный рассол (дилуат) [2]. Также будет минимизирована необходимость утилизации продуктов растворения и на выходе получим товарный продукт – сухую соль хлорида натрия.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Киреева, Т.А. Нефтегазопромысловая гидрогеохимия и гидрогеодинамика / Т.А. Киреева // Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова. – Учебное пособие. – 2016. – С. 57–74.
- 2 Накагаки, М. Физическая химия мембран / М. Накагаки. – Москва: Издательство Мир, 1991. – 253 с.

УДК 699.81

### **ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ИНДИВИДУАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ ДЛЯ МНОГОКВАРТИРНЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ**

*Н.А. Мазуренко, Д.А. Прохоров, М.Н. Назарова,*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

В 2017 году на территории РФ произошло 32 взрыва бытового газа в жилых домах. Это заставляет задуматься о безопасности в собственном доме. Взрывы связаны с утечкой газа, поэтому необходимо подобрать варианты решения данной проблемы. Мы предлагаем рассмотреть системы индивидуального контроля загазованности (СИКЗ). В качестве возможных вариантов были рассмотрены СИКЗ саратовской компании НПЦ «Газотрон-С» марок СИКЗ-20 и СИКЗ-С-20. Они в свою очередь могут применяться для природного и сжиженного газа. Компания НПЦ «Газотрон-С» является единственной российской компанией, производящей такие системы.

Данный тип сигнализаторов предназначен для звукового и визуального оповещения о превышении допустимой нормы концентрации природного газа или пропан-бутана, а также управляет исполнительной системой. Другими словами, при утечке будет перекрыта подача газа в квартиру, тем самым обезопасив ее.

Принцип работы сигнализатора СИКЗ моноблочного исполнения является полупроводниковым, основанным на изменении сопротивления полупроводниковой газочувствительной ячейки при наличии детектируемого компонента в воздухе анализируемой области. Принцип работы сигнализатора СИКЗ двухблочного исполнения является термохимическим, который основан на измерении тепловой энергии от сгорания контролируемого газа на поверхности катализатора чувствительного элемента. Использование данной системы позволит обезопасить, как и жилые дома, так и многоквартирные дома, где от утечки и взрыва газа может пострадать гораздо больше людей.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.РИА НОВОСТИ [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/20180112/1512529694.html> - Взрывы бытового газа в жилых домах в России в 2017-2018 годах. – (дата обращения 20.04.2019);
- 2.Строительство.ru Всероссийский отраслевой журнал [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rcnm.ru/zhkh/25415-vzryvy-bytovogo-gaza-sistemnaya-oshibka-gosudarstva-ili-russkiy-avos.html> - Взрывы бытового газа: системная ошибка государства или русский авось? – (дата обращения 20.04.2019);
- 3.Водогазучет [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vdgu.ru/upload/iblock/5d2/5d2dd21a70a099be7e6fe7626069ce78.pdf> –Сигнализаторы и системы контроля загазованности Справочник по монтажу и проектированию оборудования– (дата обращения 20.04.2019).

УДК 622.692.4.053

### УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЯЗКОЙ НЕФТИ

*Ю.Г. Матвеева, Н.А. Заринова, А.К. Николаев, Горный университет, Санкт-Петербург*

Для эффективной перекачки вязкой нефти используют несколько основных методов: подогрев нефти; применение углеводородных разбавителей; гидротранспорт; сооружение лупингов, вставок; увеличение количества насосных станций (НС) на трубопроводе; увеличение производительности НС; добавление присадок.

В таблице 1 представлены результаты исследования применения противотурбулентной присадки (ПТП) «M-FLOWTREAT» марки С на участках напорного нефтепровода.

Таблица 1 –Расчет полных потерь напора при транспортировке нефти с различной концентрацией ПТП

| Расход,<br>т/сут | без применения<br>ПТП         |                               | с ПТП, концен-<br>трацией 10 г/т |                               | с ПТП, concentra-<br>цией 20 г/т |                               | с ПТП, concentra-<br>цией 30 г/т |                               |
|------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|
|                  | Полные<br>потери<br>напора, м | Давление<br>на выходе,<br>МПа | Полные<br>потери<br>напора, м    | Давление<br>на выходе,<br>МПа | Полные<br>потери<br>напора, м    | Давление<br>на выходе,<br>МПа | Полные<br>потери<br>напора, м    | Давление<br>на выходе,<br>МПа |
| 7000             | 419,5                         | 3,2                           | 317                              | 2,4                           | 228,8                            | 1,8                           | 184,5                            | 1,4                           |
| 8000             | 529,9                         | 4,1                           | 400,1                            | 3,1                           | 284,3                            | 2,2                           | 229,7                            | 1,8                           |
| 9000             | 653,2                         | 5                             | 492,9                            | 3,8                           | 346,3                            | 2,7                           | 280,3                            | 2,1                           |
| 10000            | 789,2                         | 6,1                           | 595,5                            | 4,6                           | 414,8                            | 3,2                           | 336,1                            | 2,6                           |
| 11000            | 938,6                         | 7,2                           | 707,7                            | 5,4                           | 489,8                            | 3,8                           | 397,1                            | 3                             |
| 11600            | 1034,3                        | 7,9                           | 779,7                            | 6                             | 537,8                            | 4,1                           | 436,3                            | 3,3                           |
| 13315            | 1333,1                        | 10,2                          | 1004,6                           | 7,7                           | 688                              | 5,3                           | 558,7                            | 4,3                           |
| 13976            | 1458,3                        | 11,2                          | 1098,8                           | 8,4                           | 751                              | 5,8                           | 610                              | 4,7                           |
| 15000            | 1663,3                        | 12,8                          | 1253,1                           | 9,6                           | 854                              | 6,6                           | 693,9                            | 5,3                           |

Использование ПТП помогает решить следующие задачи:

1 Уменьшение давления на выходе, а также сокращение потерь напора по длине трубопровода (рис.1), что приводит к увеличению пропускной способности магистрального нефтепровода без строительства дополнительных перекачивающих станций, лупингов, замены участков линейной части;

2 Снижение энергопотребления за счет отключения одного насоса на перекачивающей станции; уменьшения частоты вращения ротора насоса; переключения на насос с меньшим диаметром рабочего колеса; отключения целой перекачивающей станции;

3 Воздействие ПТП на турбулентность в пристеночной области нефтепровода обуславливает возникновение эффекта Томса, который проявляется в аномальном снижении гидравлического сопротивления турбулентного потока (рис.2)и, как следствие, потерях напора на трение.

4 Повышение эксплуатационной надежности нефтепровода путем понижения рабочих давлений на линейной части с сохранением производительности перекачки.

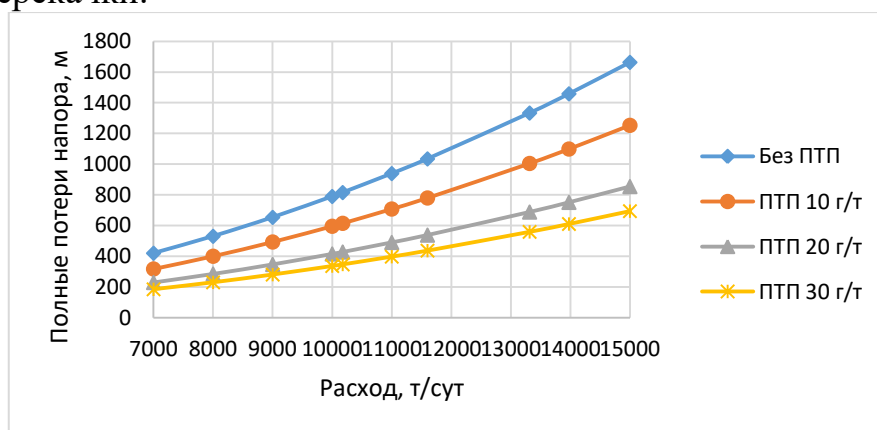


Рисунок 1- Напорная характеристика работы нефтепровода

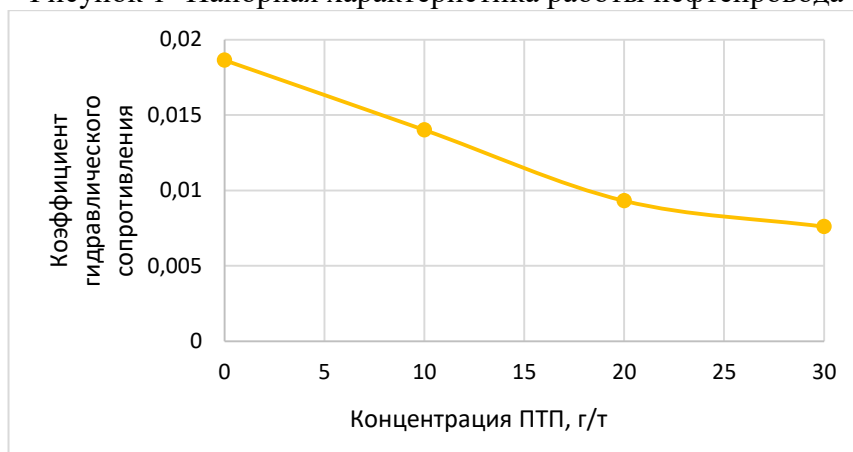


Рисунок 2– Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от концентрации присадки при расходе 11000 т/сут

Увеличение пропускной способности нефтепровода характеризуется относительным снижением перепада давления и относительным увеличением расхода [3]:

$$DR_p = \Delta p_0 - \frac{\Delta p_\theta}{\Delta p_0}; \quad DR_q = Q_0 - \frac{Q_\theta}{Q_0}.$$

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинев Е.С., Бархатов А.Ф. Особенности применения противотурбулентной присадки на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе

МНА с ЧРП // наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов №3(11) 2013 с. 12-17

2 Николаев А.К., Зарипова Н.А., Матвеева Ю.Г. Исследование эффективности использования суспензионной противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT на напорном нефтепроводе // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 1–2. С. 102–110.

3 Тарасов М.Ю., Южаков И.С., Классен В.В. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжелые нефти // Нефтяное хозяйство 10'2011 с. 117-119.

УДК622.692.23

## **ОБНУРАЖЕНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ УТЕЧЕК С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ**

*А.В. Машикова, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара*

Резервуарные парки (РП) для хранения нефти и нефтепродуктов являются опасными промышленными объектами, так как в РП происходит почти половина всех аварий, включая пожары, в нефтегазовой отрасли.

Самым эффективным способом повышения безопасности эксплуатации является внедрение автоматизированной системы управления (АСУ) технологическими процессами (ТП).

В работе предлагается в дополнение к действующим подсистемам АСУ ТП РП разработать и внедрить систему обнаружения и предупреждения утечек (АС ОПУ). Для этого предлагается установить дополнительные датчики и комплекс технических средств (КТС), которые обеспечат измерение и контроль газо-воздушной среды (ГВС) в колодцах обнаружения утечек и в обваловании резервуара, также ввести контроль значений потенциалов катодной защиты.

Внедрение дополнительных подсистем позволит получать своевременную и достоверную информацию о состоянии объекта и окружающей среды (ОС), повысить эффективность управления и контроля ТП РП; обеспечить безаварийную и бесперебойную работу РП, что существенно повысит безопасность эксплуатации резервуаров.

Информация, полученная с установленных датчиков и систем, обеспечит разработку и внедрение АС ОПУ, включённую НИИ Транснефть в список 20 самых актуальных тем. Для разработки АС ОПУ предлагается использовать существующий пакет программного обеспечения (ПО) АСУ ТП РП, к которому будет добавлена подсистема, выполняющая:

- сбор сигналов от датчиков загазованности, установленных в колодце обнаружения утечек и в каре резервуара;
- сбор сигналов от датчиков скорости коррозии и датчиков измерения потенциалов катодной защиты (электродов сравнения), установленных под днищем резервуара;
- отображение спорадически возникающей информации на экране АРМ оператора РП.

Кроме перечисленных функций подсистема должна выполнять анализ полученной информации, отделять недостоверные данные, извещать об аварии.

Подключение кабельных выводов от анодных заземлителей и резервуара к станции катодной защиты (СКЗ) выполняется в клеммных шкафах, установленных за обвалованием резервуара.

Подключение этих выводов через модули устройства связи с объектом (УСО) к технологическому компьютеру позволит вести постоянный контроль за состоянием объекта и ОС.

Отображение всех значений параметров осуществляется на одном экране, на котором можно видеть весь РП и датчики, установленные по периметру резервуаров и в колодцах обнаружения утечек, что позволяет оператору контролировать состояние загазованности в РП и своевременно принимать необходимые меры. Используя существующий программный редактор, построены мнемосхемы, отображающие информацию, полученную АС ОПУ (рисунок 1).



Рисунок 1 - Схема сигнализаторов ГВС

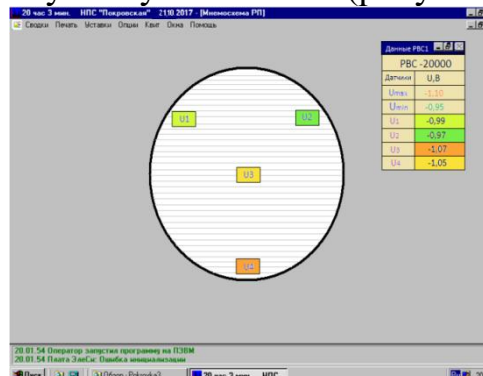


Рисунок 2 - Схема электрохимической защиты резервуара

При аварийной ситуации на отдельном экране появляется мнемосхема, на которой оператору предоставляется подробная информация о состоянии аварийного резервуара. Цветом показывается выход значения за пределы допустимого интервала (рисунок 2).

АС ОПУ может быть разработана и внедрена за относительно короткие сроки и малую стоимость, как подсистема, дополняющая функции действующей АСУ ТП РП. Такие показатели разработки АС ОПУ могут быть получены при построении технического, информационного, математического и программного обеспечений по аналогии с соответствующими разделами обеспечений, действующей АСУ ТП РП.

Таким образом, разработка и внедрение АС ОПУ, как подсистемы дополняющей действующую АСУ ТП РП, позволит обеспечить безаварийную и бесперебойную работу и повысить уровень безопасности при эксплуатации РП.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Нестеров А.Л. Проектирование АСУТП: методическое пособие. Кн. 1, 2 / А.Л. Нестеров. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2009. – 944 с.
- 2 Ицкович, Э.Л. Методы рациональной автоматизации производства. М.: Инфра-Инженерия, 2009. – 443 с.
- 3 Харазов В.Г. Интегрированные системы управления технологическими процессами. - СПб.: Профессия, 2013. – 656 с.

УДК 622.24.085.5

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПЕРЕВОДЕ НА ТРАНСПОРТ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

*В.А. Миннеханов, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа*

Контроль качества очистки участка нефтепровода при переводе его на транспорт светлых нефтепродуктов осуществляется пропуском контрольной партии нефтепродук-

та, соответствующего требованиям.

Решение о необходимости повторной очистки или возможности заполнения очищенного участка товарным светлым нефтепродуктом принимается на основе анализа независимой аккредитованной испытательной лабораторией результатов проб, отобранных при приеме контрольной партии топлива [1].

Оценка качества очистки линейной части нефтепровода проводится путем оценки соответствия показателей качества ходовых проб контрольной партии светлого нефтепродукта, отобранных в конечной точке линейной части нефтепровода требованиям к качеству светлого нефтепродукта установленными в нем по которой он произведен, соответствующих требованиям к светлоте нефтепродукту.

Так же существует визуальный контроль, который является дополнительным оценочным критерием очистки и осуществляется в следующей последовательности:

- вырезка катушки длиной 3 метра из очищенного участка в месте, где была зафиксирована потеря диагностической информации согласно последним отчетам по внутритрубной диагностике, либо из участка, выбираемого заказчиком на основании опыта эксплуатации переводимого нефтепровода и данных о пристенных отложениях, полученных при проведении подготовительных работ по разделению трубы на участки;
- вырезка с нижней образующей вырезанной катушки образцов со сварными швами размером не более 60 x 60 мм в количестве 5 штук;
- каждый из вырезанных образцов, помещается на сутки в нефтепродукт;
- проводится анализ полученного нефтепродукта в объеме показателей качества нефтепродукта, наиболее склонных к изменению.

Визуальный критерий оценки качества очистки является подтверждающим и не может являться определяющим [2].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Строганов, В.М., Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений / В.М. Строганов, М.Б. Турукалов // OilGas. 2007. №8 – С. 44-48.
- 2 Типовая инструкция по подготовке нефтепровода для транспортировки светлых нефтепродуктов / Руководящий документ: – М.: ПАО «Транснефть», 2015.

УДК 621.691.4

### **О ПОВЫШЕНИИ ДОСТОВЕРНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ**

*В. Ю. Морецкий, В. В. Жолобов, Р. Ф. Талипов, ООО "НИИ Транснефть", г. Москва*

В настоящее время гидравлический расчет конкретного технологического участка наиболее эффективен в случае использования гидродинамических моделей, адаптированных к индивидуальным условиям эксплуатации именно этого участка. Авторы подавляющего большинства работ в целях адаптации применяют параметрическую идентификацию коэффициента гидравлического сопротивления, поддиапазонно задаваемого либо в виде зависимостей полуэмпирической теории турбулентности, либо в виде «обобщенной формулы», приводящей к зависимости Л. С. Лейбензона.

Установлено, что универсальные кусочно-непрерывные зависимости классической гидравлики описывают с большой погрешностью даже лабораторные эксперименты по изотермической перекачке. Повышения точности гид-



равлических расчетов можно добиться либо путем поиска новых структурных зависимостей, обладающих более высокими обобщающими возможностями, в том числе и лабораторных экспериментов [1], либо отказом от универсальности и переходом к индивидуальной адаптации параметров модели [2] для каждого участка. Последний вариант даже при эпизодической адаптации будет давать наиболее точные результаты. Вместе с тем для мониторинга динамики отклонения расчетных данных от экспериментальных, представляет интерес и комбинированный вариант применения отмеченных подходов, с целью выявления, локализации и устранения причин отклонения.

Исключительно удачная структурная зависимость по способности обобщения данных эксперимента для коэффициента гидравлического сопротивления предложена в работе [1]:

$$\lambda = a + b\bar{I}^x \left(\frac{k_3}{R}\right)^y, \quad \bar{I} = \frac{h_\tau}{L_p} \cdot \frac{gD^3}{64\nu^2} \quad 4R = D \quad (1)$$

где  $a, b, x, y$  – безразмерные опытные постоянные, зависящие от рода шероховатости трубы;  $\bar{I}$  – относительный градиент удельной энергии;  $k_3$  – абсолютная эквивалентная шероховатость;  $h_\tau$  – потери напора на трение;  $L_p$  – длина участка;  $g$  – ускорение свободного падения;  $D$  – диаметр трубопровода;  $\nu$  – кинематическая вязкость. Другая форма записи  $\bar{I}$ , может быть представлена следующим образом:

$$\bar{I} = \frac{\lambda}{128} \text{Re}^2, \quad \text{Re} = \frac{4Q}{\pi D\nu}. \quad (2)$$

Формула (2), дающая в (1) простую явную зависимость  $\lambda$  для аргументов  $(\bar{I}, k_3/R)$ , подчеркивает сложность той же зависимости в аргументах  $(\text{Re}, k_3/R)$ . Отличительной особенностью (1) оказалась также возможность построения итерационной процедуры идентификации, входящих в нее параметров  $a, b, x, y$ , без применения вложенных циклов.

Это дает основание к использованию структуры соотношения (1) для повышения точности гидравлического расчета эксплуатируемых напорных трубопроводов путем итерационного подбора  $a, b, x, y$ , наиболее соответствующих условиям перекачки конкретного трубопровода (начальным приближением этих параметров являются значения, полученные на базе экспериментов И. Никурадзе [3,4]). Идентификация осуществляется путем минимизации функционала  $\Xi$  (целевой функции) среднеквадратичного отклонения расчетных значений давления  $p_i$  в  $i$ -х сечениях трубопровода и измеренных давлений  $\mathcal{P}_i^{zm}$

$$\Xi = \sum_i (\mathcal{P}_i^{zm} - p_i)^2. \quad (3)$$

Измеренными значениями являются ретроспективные данные системы диспетчерского контроля и управления. Потенциальное влияние факторов, не отражаемых математической моделью, учитывается многократным повторением процедуры идентификации, в процессе которого выявляется реальная динамика параметров  $a, b, x, y$ .

На основе сопоставительного анализа реальной динамики и расчетной динамики параметров  $a, b, x, y$ , учитывающей влияние некоторых исходно неучтенных факторов (образование газовых и водных скоплений, отложений и

т.п.), открывается возможность диагностики состояния внутренней полости трубопровода. Излагаемый подход распространяется и на теплогидравлические расчеты. Для этого по аналогии с (1) вводится относительный градиент тепловой энергии  $\bar{J}$  и зависимость для полного коэффициента теплоотдачи:

$$K_T = a_T + b_T \bar{J}^z. \quad (4)$$

Идентификация параметров  $a, b, x, y, a_T, b_T, z$  в (1), (4) осуществляется путем минимизации функционала  $\Xi_T$ , составленного по аналогии с (3) из среднеквадратичного отклонения расчетных значений давления  $p_i$ , температуры  $T_i$  и измеренных давлений  $\mathcal{P}_i^{zm}$ , температуры  $T_i^{zm}$  с весовым коэффициентом  $\zeta$ :

$$\Xi = \sum_i \zeta (\mathcal{P}_i^{zm} - p_i)^2 + (1 - \zeta) (T_i^{zm} - T_i)^2$$

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Айвазян О.М. Основы гидравлики равномерных течений. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. 152 с.
- 2 Оценка гидравлической эффективности нефтепроводов по данным мониторинга технологических режимов эксплуатации // П.А. Ревель-Муроз и др. / Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019 Т.9. № 1. С. 8-19 DOI: 10.28999/2541-9595-2019-1.
- 3 Никурадзе И. Закономерности турбулентного движения в гладких трубах /И. Никурадзе // Сб. Проблемы турбулентности. – М.-Л.: Изд-во ОНТИ НКТП, 1936. – С. 75 – 150.
- 4 Nikuradze J. Stromungsgesetze in rauchen Rohren//forsh. Arb. Ing. Wes. 1933. №391. P. 1-22.

УДК 665.63:541.1

### К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ МЕМБРАН ПРИ СОКРАЩЕНИИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ИСПАРЕНИЙ

*Р.Р. Мухаметшин, К.Р. Мухаметшина, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время все более широкое применение получают мембранные технологии, будь то медицина, пищевая и химическая промышленность, а также отрасль нефти и газа, в физике и технике. В связи с этим сделаем обзор существующих мембран, для того чтобы решить проблему испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров и в дальнейшем использовать (рекуперировать) их.

Существуют различные классификации мембран: по типу структуры мембраны делят на пористые и непористые (диффузионные); по агрегатному состоянию они могут быть твердыми и жидкими; по особенностям морфологии различают гомогенные, асимметричные, композитные, полуволоконные мембраны и т. п.; по типу вещества мембраны подразделяют на полимерные, металлические, стеклянные, керамические, цеолитные и т. п. Движущей силой мембранных процессов могут служить градиенты давления, концентрации, температуры или электрического потенциала. Основные характеристики мембран — селективность (коэффициент разделения), проницаемость, стабильность, химическая и термическая устойчивость.

В физике выделяют искусственные, частично проницаемые и трековые мембраны.

Искусственная мембрана состоит из селективно-проницаемой жесткой перегородки, разделяющую массообменный аппарат на две рабочие зоны, в которых поддерживаются различные давления и составы разделяемой смеси. Выполняются

в виде плоских листов, труб, капилляров и полых волокон. Мембраны выстраиваются в мембранные системы. Некоторые мембраны работают в широком диапазоне мембранных операций, таких, как микрофльтрация, ультрафльтрация, обратный осмос, первапорация, сепарация газа, диализ или хроматография. Способ применения зависит от типа функциональности включенной в мембрану, которые могут быть основаны на изоляции по размеру, химическом родстве или электростатике.

Частично проницаемая мембрана разделяет две жидкие или газообразные фазы, обеспечивая под действием движущей силы селективный перенос компонентов этих фаз. Полупроницаемая мембрана позволяет определённым молекулам или ионам проходить через неё благодаря диффузии. Скорость прохождения зависит от давления, концентрации и температуры молекулы или растворённых веществ с обеих сторон, а также проницаемости мембраны для каждого раствора или газа. Частично проницаемые мембраны делятся на биологические и синтетические; последние, в свою очередь, подразделяются на полимерные и неорганические.

Трековые (ядерные) мембраны изготавливаются из полимерных пленок толщиной 12-23 микрона посредством бомбардировки их высоко-энергетичными ионами криптона, пробивающими пленку насквозь. В местах прохождения отдельных ионов образуются каналы деструктированного материала (треки), отличающегося по своим физико-химическим свойствам от неповрежденного ионами материала. Избирательное растворение деструктированного ионизацией материала превращает исходную пленку в микрофльтрационную мембрану со сквозными порами цилиндрической формы то есть при последующем травлении обработанной ионами пленки в растворе щелочи на месте треков образуются строго одинаковые сквозные отверстия - поры.

Для разделения углеводородных газов для промышленного применения изобретен новый мембранный процесс. Это эластичная мембрана, имеющая уникальные свойства и возможности разделения. Мембрана пропускает конденсирующиеся (сжимаемые) пары нефти и нефтепродуктов, такие как  $C_3+$  углеводороды и тяжелее, ароматические углеводороды и воду, и не пропускает неконденсируемые газы, такие как метан, этан, азот и водород. Эти уникальные эластичные мембраны так же недавно были применены для разделения  $C_3+$  углеводородов от метана и этана в переработке природного газа. Одно из приложений для этой технологии является получение топливного газа, используемого как топливо в газовых двигателях и турбинах в нефтегазовой промышленности. Полимерные мембраны отделяют компоненты газовой смеси, так как компоненты могут проникать через мембрану с различной скоростью. Во всех мембранных разделениях, движущей силой является разность давлений между питающей и проницаемой стороной мембраны. В жестких, стекловидных полимерах, доминирующим фактором, определяющим селективность мембраны, представляет собой отношение коэффициентов диффузии газа, который сильно зависит от размера молекулы. Таким образом, в стекловидные полимерные мембраны обычно проникают более мелкие молекулы, метан и этан, и задерживаются крупные молекулы, пропана, бутана и высших углеводородов. В эластичные полимерные мембраны, доминирующим фактором, определяющим селективность мембраны, является конденсируемость газа, которая отражает отношение сжимаемости компонентов. Таким образом, через эластичные полимерные

мембраны предпочтительно проникают в основном более сжимаемые молекулы, такие как пропан, бутан и высшие углеводороды и они не пропускают метан и этан под давлением. Такое поведение является нелогичным, так как любой нормальный фильтр пропустит более мелкие молекулы и остановит физически более крупные молекулы.

УДК 539.4.014.1:621.384.3

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО МЕТОДА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ЗОН КОНЦЕНТРАЦИЙ НАПРЯЖЕНИЙ

*Е.А. Мушинская, А.А. Стрекаловский, С.В. Петров, УГТУ, г. Ухта*

Обеспечение надежности работы и безопасности эксплуатации при магистральном трубопроводном транспорте УВ является основополагающей задачей. В современных условиях работы важными критериями для предотвращения возникновения аварий и инцидентов является проведение качественных диагностических работ, с целью регистрации фактического технического состояния объектов. Важным фактом служит то, что проводить диагностические работы необходимо без остановки транспортировки.

Одним из бесконтактных методов определения технического состояния трубопроводов, в частности обнаружения мест возможных дефектов, зон концентрации напряжений и возникновения напряженно-деформированного состояния в металле трубы, может служить тепловизионный метод.

Суть данного метода заключается в построении тепловизионных портретов исследуемого объекта, т.е. регистрации температуры поверхности путем съемки с помощью специального прибора – тепловизора. Распределение температур отображается на дисплее прибора, как цветная картинка, где различные цвета означают различные температуры.

Для исследования возможностей тепловизионного метода проводилась экспериментальная работа. При анализе литературы за основу были взяты труды И. Ф. Кантимирова и Е. А. Мойсейчика. В своих работах они рассматривали применение тепловизионного метода в промышленности, вывели зависимости температуры от напряжений, возникающих в материале [1].

Экспериментальная работа проводилась по разработанной методике (рисунок 1).

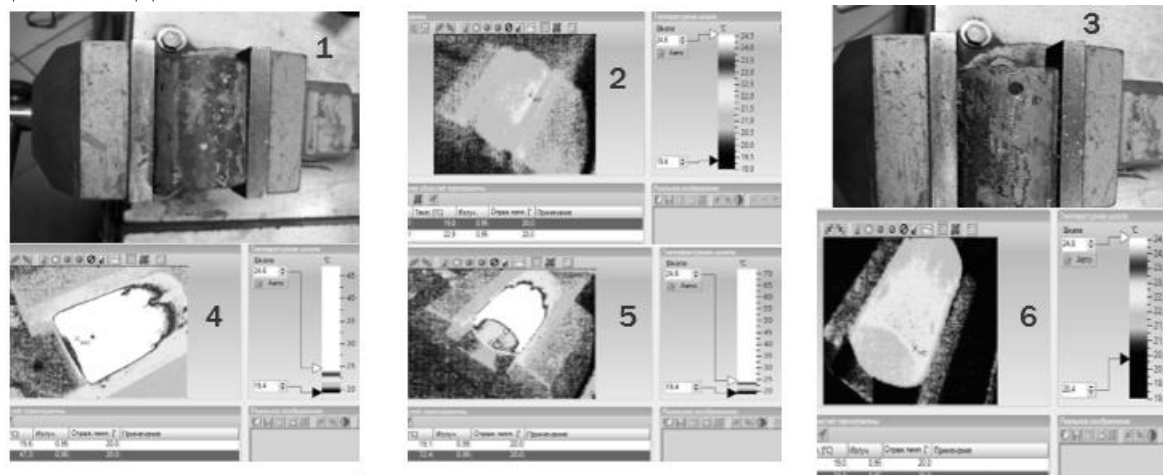


Рисунок 1 – Методика проведения эксперимента

Экспериментальная работа проводилась с различного вида дефектами:

1. Сквозное отверстие (рисунок 2);
2. Риска;
3. Овализация образца.

Каждый из трех экспериментов проводился на заготовленном образце по общей методике.



- 1 – заготовленный образец; 2 – тепловизионная съемка до нанесения дефекта;  
3 – сквозное отверстие; 4 - тепловизионная съемка во время проделывания сквозного отверстия; 5 - тепловизионная съемка после проделывания сквозного отверстия;  
6 – тепловизионная съемка после 15 минутной выдержки

Рисунок 2 – Эксперимент №1 «Нанесение дефекта «сквозное отверстие»

Анализ тепловизионных снимков показал, что в области сквозного отверстия, в местах нанесения рисок, при оваллизации в местах наибольшего воздействия и деформации зарегистрированы наибольшие значения температур.

Области, в которых возникали концентрации напряжений, выделялись на тепловизионном снимке определенным, контрастным цветом.

В областях с дефектами через определенный промежуток времени температурные перепады были лучше различимы, что во многих случаях может облегчить нахождение областей с концентрациями напряжений.

Данные исследования являются важными и перспективными. В дальнейшем они могут найти широкое применение для мониторинга технического состояния трубопроводов и опор. Тепловизионные снимки легко поддаются сравнительному анализу, это означает, что при возникновении в стенке трубопровода концентраций напряжений можно установить дефектные области.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:

1 Кантемиров, И. Ф. Разработка методов диагностики объектов трубопроводного транспорта на основе тепловизионного контроля : автореф. дис. канд. техн. наук : 05.15.13 / И. Ф. Кантемиров ; УГНТУ. – Уфа, 2000. – 23 с.

УДК 544.72

### **СПОСОБ ОЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ОТ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ ПРИМЕСЕЙ ОКСИДА ЖЕЛЕЗА**

*Г.В. Несын, Р.З. Сунагатуллин, Е.С. Дубовой, Ф.С. Зверев, И.В. Черникова,  
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Нефтепродуктопроводы сами по себе могут служить источником загрязнения дизельного топлива: мельчайшие частицы железной окалины (оксида

железа), образующиеся на внутренней поверхности трубы вследствие коррозионных процессов, вымываются потоком дизельного топлива. Частицы оксида железа могут быть столь мелкими по размерам (порядка 5 мкм), что свободно проникают сквозь фильтры тонкой очистки. При этом, подчиняясь законам броуновского движения, они не оседают на дно резервуара при хранении дизельного топлива.

Исследования показали, что несмотря на мельчайшие размеры, такие частицы могут вызывать дополнительный абразивный износ стенок цилиндро-поршневой группы.

Технологии ультрафильтрации, в особенности мембранные технологии, довольно широко применяются в технике, однако их производительность несопоставима с объемами транспортировки по магистральным нефтепродуктопроводам. В этой связи возникла идея использовать турбулентное перемешивание в трубопроводе для осуществления контактов частиц оксида железа с диспергированными каплями какой-либо не смешивающейся с дизельным топливом полярной жидкости. Выбор пал на глицерин (вода по понятным причинам не рассматривалась).

Глицерин – органическая жидкость класса полиатомных спиртов, которая не является коррозионно-активной. Он имеет плотность в 1,5 раза выше плотности дизельного топлива и не смешивается с его компонентами, – ароматическими, алифатическими и нафтеновыми углеводородами. Глицерин не токсичен, а его стоимость (~ \$1 за 1 кг) сопоставима со стоимостью дизельного топлива. Глицерин является отходом производства биодизеля.

В силу термодинамических причин частицы оксида железа, имеющие ионный характер, при контакте с поверхностью капель глицерина должны там удерживаться за счёт нековалентных взаимодействий (водородные связи, ион-дипольные взаимодействия) и оседать вместе с ними в отсутствие перемешивания. Описанный ниже эксперимент не противоречит этим предположениям.

В литровый стакан с модельной пробой дизельного топлива (предварительное тестирование пробы на рентгено-флуоресцентном анализаторе Спектроскан МАКС-GVM показало содержание железа в топливе в количестве 11,2 ppm) внесли 10% глицерина. Светло-коричневый цвет топлива свидетельствовал в пользу его загрязнения. После механического перемешивания в течение 80 и затем 90 мин смесь отстаивали в течение 12 часов, отбирали пробы дизельного топлива и анализировали их на содержание железа. Результаты представлены на рисунке 2.

Конечное содержание железа снизилось до 5,3 ppm, т.е. более чем в 2 раза от исходного. Полученные результаты позволяют выстроить гипотетическую схему использования метода:

На достаточном расстоянии от приёма в резервуарный парк в трубопровод вводят 5–10 % глицерина. Поскольку режим течения дизельного топлива, как правило, турбулентный, глицерин, попадая в зону интенсивного перемешивания, диспергируется на мелкие капли, которые адсорбируют на себя частицы оксида железа. При попадании обработанного дизельного топлива в резервуар капли глицерина с частицами оксида железа достаточно быстро оседают, обра-

зую нижний глицериновый слой. Далее очищенное дизельное топливо направляется потребителю, а глицерин отбирается из нижнего слоя на регенерацию.

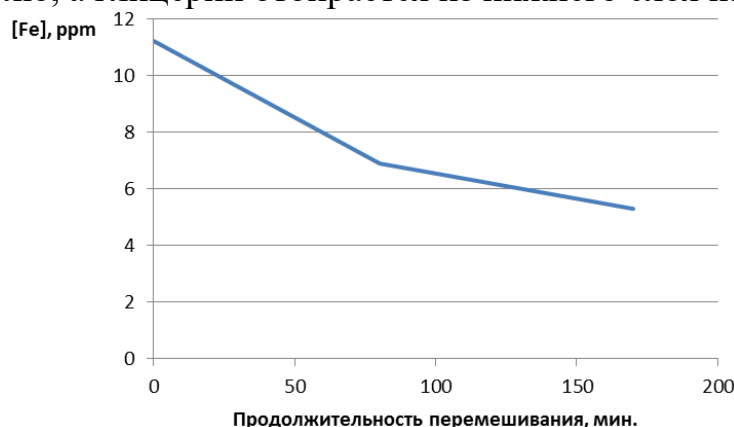


Рисунок 2 – Зависимость содержания железа в дизельном топливе от продолжительности перемешивания двухфазной системы с глицерином

УДК 622.692

## **ПРИЧИНЫ ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ**

*К.В. Носкова, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Любой центробежный насосный агрегат, как объект трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, представляет собой источник пожароопасности и аварийности на предприятиях. Поэтому актуальным является повышение безопасности трубопроводного транспорта за счет снижения аварийности центробежных насосных агрегатов, повышения надежности их работы.

Одним из основных факторов, определяющих состояние насосного агрегата, является вибрация. И именно повышенная вибрация – одна из причин отказов насосных агрегатов.

В работе были проанализированы факторы, способствующие увеличению уровня вибрации, выделены группы причин, способствующих ее появлению, а также рассмотрены пути и средства решения возникающих неисправностей. В работе был определен коэффициент, характеризующий уровень вибрации и позволяющий осуществлять состояние насосного агрегата по параметру вибрации.

Знание причин увеличения вибрации позволит вовремя определить возникающую неисправность и предотвратить вероятные отказы.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

- 1 Гольдин, А.С. Вибрация роторных машин/ А.С. Гольдин. – М.: Машиностроение, 2000. – 344 с.
- 2 Костюков В.Н. Науменко А.П. Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин/ В.Н. Костюков – Омск: ОмГТУ, 2011. – 360 с.

УДК 622.276

## **ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМОВ И АНАЛИЗ СПОСОБОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ**

*П.Н. Оваканян, А.М. Пешков, Р.С. Гришин, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара*

В процессе подготовки транспорта и переработки нефти в большом количестве образуются нефтешламы (НШ) и они лидируют по объему среди всех видов промышленных отходов. На сегодняшний день это очень острая экологическая и экономическая проблема. Примерно 5–7 % нефти теряется на всех стадиях технологического процесса в виде загрязнений в оборудовании и нака-

пливается в виде отходов и НШ в специально отведенных местах. Подсчитано, что российские нефтяные компании каждый год теряют примерно 3 млн. тонн от объема добытой нефти в виде НШ [1].

В настоящее время в нефтяных амбарах различных предприятий подготовки, транспорта и переработки нефти только по РФ накоплены сотни миллионов тонн токсичных НШ. Это представляет реальную угрозу загрязнения почв, подземных вод, рек и морей в зонах их складирования. Существует и потенциальная опасность остановки некоторых НПЗ из-за фактического переполнения нефтяных амбаров НШ.

В зависимости от способа образования и физико-химического состава НШ подразделяются на несколько групп или видов. Буровые, образующиеся при бурении скважин буровыми растворами на углеводородной основе; технологические, образующиеся в трубопроводах и оборудовании в процессах подготовки, транспорта и переработки нефти; грунтовые, являющиеся продуктом соединения почвы и пролившейся на неё нефти (причиной этого может быть как технологический процесс, так и аварии).

Таким образом, НШ – это сложные физико-химические смеси, в которых наряду с асфальтенами и смолами, механическими примесями и минералами находится широкий спектр цветных и редких металлов.

В ходе переработки НШ удастся вернуть в производство часть утраченной нефти, в зависимости от того *в какой точке общего технологического процесса производится их выделение*. Выбор способа переработки зависит от количества различных составляющих НШ.

К методам переработки НШ относятся: отстаивание, фильтрация, пиролиз и центрифугирование. Накопленные нефтяные отходы из-за отсутствия возможности их полноценной и быстрой переработки помещаются в специальные отстойники для их последующего отстаивания, что является длительным и неэффективным способом, который требует огромных площадей отстойников и большого количества реагентов. В процессе фильтрации происходит полное отмывание сырья от лишних компонентов под воздействием пара, которым нагревается шлам. Технология пиролиза позволяет перерабатывать смешанные виды отходов, в том числе с содержанием воды, загрязненные песком, ржавчиной, металлами и т.п.

Использование технологического комплекса трёхфазного центрифугирования позволяет не только проводить полную очистку нефти и разделять трехфазные смеси всего за один этап, но и извлекать твердые битумы, которые впоследствии могут использоваться в строительстве дорог [2].

В работе предлагается так построить общий технологический процесс, чтобы предотвратить попадание асфальтосмолистых (АС) составляющих и НШ на объекты трубопроводного транспорта и НПЗ, а не искать пути и способы снижения вязкости высоковязкой нефти (ВВН) для транспортирования и загрязнения оборудования НПЗ, с последующими вредными выбросами в атмосферу и загрязнением почвы в местах захоронений. Для достижения цели необходимо:

1. Извлекать АС составляющие и НШ из ВВН до того, как добывающие предприятия передадут их транспортирующим организациям.
2. Отправлять асфальтизат на переработку с целью получения высококачественной асфальтобитумной продукции и металлов.



Для решения указанной межотраслевой проблемы необходимо внести изменения в правовую и нормативную документацию, регулирующую процессы движения нефти и нефтепродуктов на рынке РФ. Прежде всего необходимо внести изменения в ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». В таблицу 2 «Типы нефти» необходимо ввести ограничение по содержанию АС составляющей в товарной нефти до 1%, что приведет к необходимости снижать их содержание до указанных нормативных требований.

Таким образом, своевременная переработка НШ приведет к снижению образования АС отложений в трубопроводах и оборудовании по всей технологической цепочке подготовка - транспорт - переработка; снижению объемов работ по очистке трубопроводов и оборудования; снижению объемов захоронений НШ; уменьшению затрат на оплату за негативное воздействие на окружающую среду; снижению затрат НПЗ, связанных с дезактивацией дорогостоящих катализаторов и высокотемпературной коррозией оборудования; значительному снижению количества вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки; выделению получения битумов и асфальтов в самостоятельное производство; извлечению 95-97% стратегических металлов из ВВН и увеличение добычи ванадия на 100% по сравнению с объемами, получаемыми в настоящее время; обеспечению необходимой рентабельности добычи ВВН, а также повышению ресурсного потенциала Российской Федерации по редким и редкоземельным металлам.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 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 Сепарационные технологии Flottweg для переработки нефтешламов, «Flottwegseparationstechnology», Фильсбибург, Германия

УДК 622.692.4

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЛАВЛИВАНИЯ ПАРОВ ПРИ ПОГРУЗКЕ ТАНКЕРОВ ПУТЕМ РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ УРП**

*К.Д. Парфенчик, В.В. Пшенин,*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

Объемы отгрузки нефти через морские нефтяные терминалы РФ ежегодно увеличиваются. Вместе с этим растут риски, связанные с экологической безопасностью, а также возникают новые вызовы в области энергосбережения. Широкое распространение получила технология рекуперации паров нефти. Однако успешность ее применения на практике во многом сдерживается непомерно высокими энергозатратами на улавливание испаряющейся нефти [1].

Таким образом актуальной задачей является снижение энергопотребления установок рекуперации паров в условиях увеличения объемов отгружаемой нефти. Для этого необходимо провести анализ имеющихся резервов по энергосбережению при работе установок рекуперации паров в морских нефтеналивных терминалах и определить рациональное время включения установки рекуперации паров во время операции налива танкера.

В ходе заполнения танкера нефтью, давление в газовом пространстве растет. Избыточный объем газозооушной смеси отводится на установку рекуперации паров по трубопроводу газовой фазы. Установки, как правило, включаются и выключаются одновременно с началом налива. Расход во время налива меняется сложным образом, поскольку на рост давления оказывает влияние не только сокращение ГП танкера, но и массоотдача при испарении нефти. Идея работы состоит в том, чтобы включать установку немного позже начала налива, поскольку в начале налива массовый расход УВ незначителен [2].

Мощность установки и степень очистки паров зависят от расхода ГВС. Чем больше расход, тем степень очистки на установке рекуперации паров хуже, а энергозатраты выше [3].

$$S_{оч} = 100 - k_1 \cdot e^{k_2 \cdot Q} \quad (1)$$

$$N = k_3 \cdot Q + k_4 \cdot Q^2 + k_5 \cdot Q^3, \quad (2)$$

где  $k_1 \dots k_5$  – эмпирические коэффициенты.

Финансовый результат от работы УРП складывается из следующих составляющих:

$$\Phi = Д - Э - У, \quad (3)$$

где Д – доход от уловленной нефти, руб.;

Э – затраты на потребляемую УРП электрическую энергию, руб.;

У – стоимостное выражение ущерба от выбросов углеводородов С1-С10 в атмосферу, дополненное упущенной выгодой от безвозвратно потерянной нефти, руб.

$$Д = \sigma_n \cdot \int_{\tau_{вкл}}^{\tau_n} Q_{ГВС} \cdot m_y \cdot \frac{S_{оч}}{100} dt \quad (4)$$

$$Э = \sigma_{эл} \cdot \int_{\tau_{вкл}}^{\tau_n} N dt \quad (5)$$

$$У = (\sigma_{ув} + \sigma_n) \cdot \int_{\tau_{вкл}}^{\tau_n} Q_{ГВС} \cdot m_y \cdot \left(1 - \frac{S_{оч}}{100}\right) dt + (\sigma_{ув} + \sigma_n) \cdot \int_0^{\tau_{вкл}} Q_{ГВС} \cdot m_y dt \quad (6)$$

Приведем пример расчета по предложенному алгоритму на основе данных погрузки танкера. Для прогнозной оценки использованы сведения о тарифах, полученные из открытых источников. Максимальный финансовый результат от работы УРП достигается не при включении одновременно с началом операции налива, а спустя примерно 1 час. Оценочный расчет эффективности предложенного решения показал возможность экономии порядка 4 тыс. руб. за 1 налив (Рисунок 1) или 1,28 млн руб. за год (320 наливов). Капиталовложения состоят в перенастройке ПЛК УРП и настройке АРМ оператора и составляют примерно 0,5 млн. руб.

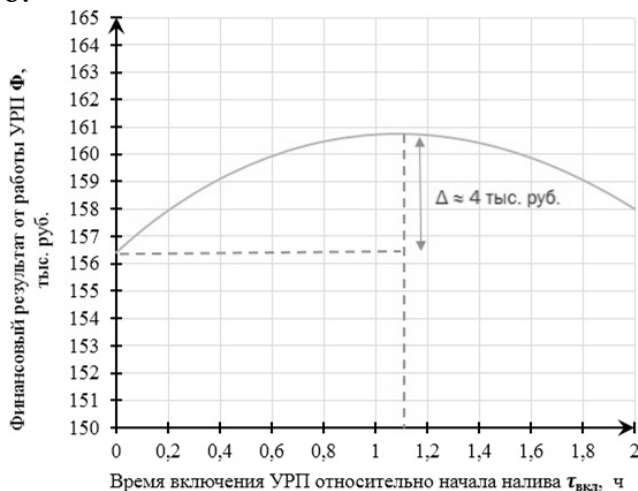


Рисунок 1 - Максимальный финансовый результат

В дальнейшем результаты работы могут быть использованы для повышения эффективности работы существующих установок рекуперации паров на морских нефтеналивных терминалах, а также создания высокоэффективной отечественной установки рекуперации паров в рамках стратегической программы по импортозамещению, которая могла бы быть включена в перечень наилучших доступных технологий (ВАТ).

Таким образом, на основе проведенных исследований, предложено решение по управлению временем включения установки рекуперации паров, которое позволяет значительно (на 7%) сократить ее энергопотребление за операцию налива.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Vapour recovery units – guidance on preventing and controlling temperature excursions in carbon beds 2nd edition, March 2008. Published by Energy Institute, London.
2. Mulder T. June 2007. VOC recovery systems / Hydrocarbon Engineering. Volume 12, Issue 6, p. 37-40.
3. Пшенин В.В., Гайсин М.Т. 2017 Моделирование газодинамических процессов при наливке танкеров // Горный информационно аналитический бюллетень (научно-технический журнал). № 28. с. 3-12.

УДК 620.111.3

### **ПОВЫШЕНИЕ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ**

*В.О. Плешко, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время на предприятиях нефтеперерабатывающей, химической промышленности активно внедряются методики диагностирования оборудования по принципу мониторинга. Одним из перспективных направлений мониторинга технического состояния объектов нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности является мониторинг на основе акустико-эмиссионного метода контроля. Преимуществом метода является возможность проведения диагностирования без вывода из эксплуатации объекта контроля. В случае резервуаров, у которых существуют сложности по остановке технологического процесса, данный метод является наиболее привлекательным. Сложность представляет расшифровка результатов контроля, обусловленная наложением шумов на сигнал акустической эмиссии.

Главное требование, предъявляемое к контролю технического состояния объектов – работа в текущих условиях эксплуатации оборудования и своевременное информирование контрольных служб о любых отклонениях в его работе. Важным преимуществом является уменьшение потерь от ремонта и простоя резервуаров.

Так же, внедрение системы мониторинга на основе акустико-эмиссионного метода позволяет удовлетворить дополнительные потребности предприятий нефтегазового комплекса, такие как возможность проведения работ с неизвестных заранее условиях, в режимах, при которых затруднен или невозможен контроль техническим персоналом.

В настоящей работе предложен рассмотрены способы повышения помехоустойчивости метода обнаружения сигнала от дефекта в системах акустико-эмиссионного мониторинга резервуаров. Проведены лабораторные испытания

предложенного метода, а также на действующем резервуаре.

Основные выводы по результатам исследования:

1) Показано, что использование существующий систем акустико-эмиссионного контроля в условиях высоких помех является безрезультативным, в таких условиях наиболее оптимальным является беспороговая регистрация данных АЭ контроля.

2) Предложен механизм «слепой» адаптации (адаптивная фильтрация с одним информационным каналом на входе. Показано, что при отношении сигнал/шум меньше единицы, применение указанного способа фильтрации позволяет обнаруживать акустический сигнал от развивающегося дефекта с большой степенью успеха.

3) Показано, что выбор оптимальных настроечных параметров АФ и оценка эффективности работы фильтра могут быть осуществлены на основе расчета корреляционных, статистических и вероятностных свойств сигнала и шума.

4) Были установлены количественные критерии, используемые в качестве диагностических признаков наличия АЭ сигнала от дефекта: коэффициент взаимной корреляции в выходных каскадах двухканального адаптивного обнаружителя, величина интервала корреляции, коэффициенты асимметрии и эксцесса, степень отклонения функции распределения временных интервалов между импульсами от экспоненциального закона. Указанные параметры могут служить основой построения системы принятия решения для идентификации дефектов при АЭ контроле технического состояния оборудования в условиях высокоамплитудных шумов.

5) Работоспособность алгоритма проверена при проведении акустико-эмиссионного контроля в лабораторных условиях, а также на действующих опасных производственных объектах в ходе технического диагностирования резервуара вертикального стального.

6) Традиционный метод АЭ контроля, а также беспороговый метод регистрации, являются взаимодополняющими и могут применяться одновременно, что позволяет исключить ложные локации, возникающие при работе стандартной пороговой АЭ системы в условиях интенсивных нестационарных помех. Перспективным развитием предложенного подхода беспороговой регистрации данных и цифровой обработки является повышение эффективности алгоритма обнаружения акустико-эмиссионного сигнала от дефекта.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Давыдова, Д.Г., Возможности акустико-эмиссионного контроля на основе беспороговой регистрации данных: техническое диагностирование сильфонных трубопроводных компенсаторов / Д.Г. Давыдова, А.Н. Кузьмин, В.И. Гроховский, Р.Г. Ризванов, Е.Г. Аксельрод // Химическая техника. – 2014. – № 4. – С. 14–17.
- 2 Давыдова, Д.Г. Адаптация механизмов беспороговой регистрации данных к методу акустико-эмиссионного контроля / Д.Г. Давыдова, Е.А. Суворова, А.Н. Кузьмин // Сборник трудов III научной конференции 124 молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники», Уфа, т.1. – 2011. – с.271–272.
- 3 Шайбаков, Р.А. Помехоустойчивый метод акустико-эмиссионного мониторинга резервуаров / Р.А. Шайбаков, Д.Г. Давыдова, А.Н. Кузьмин, Н.Х. Абдрахманов, А.Г. Марков // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2013. – № 4. – С. 448–464. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/ShaybakovRA/ShaybakovRA_2.pdf)

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

*К.И. Плотникова, Санкт-Петербургский горный университет,  
г. Санкт-Петербург*

При решении любой оптимизационной задачи следует, прежде всего, выбрать критерий оптимальности, задав при этом целевую функцию. Критерий оптимальности определяется проектной или эксплуатирующей организацией в зависимости от решаемой технико-экономической задачи.

При осуществлении трубопроводного транспорта нефти с подогревом можно выделить две основные части: затраты энергии, идущие на подогрев нефти и затраты энергии, которые идут на работу насосного оборудования. В качестве критерия оптимальности на перекачку и подогрев нефти принято использовать минимум эксплуатационных затрат, как показывает отечественная практика.

Целевая функция в классической модели решения данной оптимизационной задачи звучит как «минимум затрат на перекачку и подогрев», то есть температура будет являться оптимальной в том случае, если затраты на перекачку и подогрев на начальном участке трубопровода будут равны затратам на конечном участке. Но классическая модель определения оптимальной температуры перекачки предполагает, что  $Q = \text{const}$ , что является заведомо ложным допущением, так как в настоящее время большинство НПС оборудованы центробежными насосами, которые имеют гидравлическую связь с нефтепроводом через уравнение баланса напоров.

Методика по выбору оптимальной температуры подогрева нефти и нефтепродуктов при неизотермическом режиме перекачки разработана с целью повышения эффективности трубопроводного транспорта при перекачке нефти по «горячему» нефтепроводу.

В работе представлен обобщенный алгоритм определения оптимальной температуры подогрева нефти при транспортировке по «горячему» нефтепроводу. Данный алгоритм является обобщенным, так как позволяет находить оптимальную температуру подогрева для различных критериев оптимальности. Алгоритм, полученный в ходе анализа задачи оптимизации «горячей» перекачки, учитывает изменение расхода в зависимости от температуры подогрева, тем самым, исключая недостаток классической модели. Также в работе сформулирован критерий максимальной выгоды, позволяющий компании получить максимальную выгоду от перекачки нефти по «горячему» нефтепроводу.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А., Тепловой и гидравлический расчеты для нефти и нефтепродуктов. М.: Недра, 1981, 256 с.
2. Марон В.И., Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: Учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2009, 344 с.
3. Михеев М.А., Основы теплопередачи. М.: Энергия, 1956, 392 с.

## АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН АВАРИЙ НА ГАЗОПРОВОДАХ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

*В.В. Понкратова, М.Н. Назарова,*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

Протяженность распределительных газопроводов на конец 2017 г. составляет 773,4 тыс. км [1]. За последние 4 года (с 2014 по 2017 г.) на них произошло 82 аварии, что составляет 29% из числа всех аварий на объектах нефтегазового комплекса. Данные аварии привели к разрушению зданий и сооружений, в том числе и трубопроводов, летальному исходу, а региональные организации понесли значительный экономический ущерб. В последние годы количество аварий на газопроводах сетей газораспределения только увеличивается. Для предотвращения аварийных ситуаций в будущем необходимо выявить причины их возникновения и разработать меры по устранению выявленных нарушений.

При анализе статистики данных по авариям [2] были выделены основные причины их появления, представленные на диаграмме (рисунок 1).

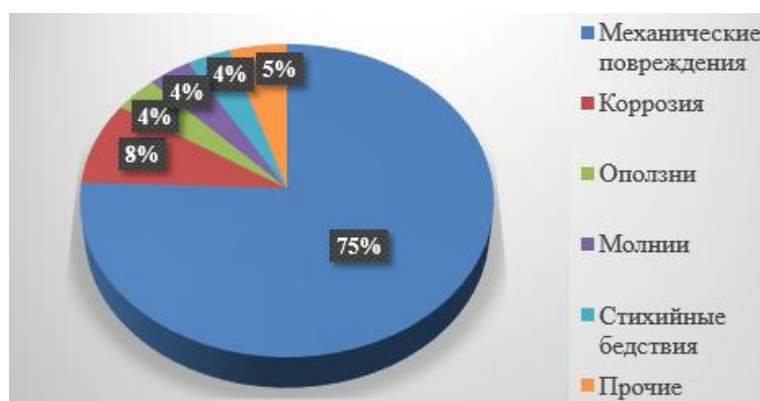


Рисунок 1 – Причины аварий на газопроводах сетей газораспределения

75% всех случаев произошли вследствие механического повреждения, причинами которого являлись: ошибки при проведении ремонтных работ и других вспомогательных работ по техническому обслуживанию в охранной зоне газопроводов.

8% аварий связаны со своевременно не выявленными коррозионными повреждениями.

В равных долях (4%) причинами являются оползни, удары молний и стихийные бедствия, такие как пожары в охранной зоне газопроводов и наводнения.

5% в распределении причин аварий занимают прочие причины, например, человеческий фактор при проведении сварочно-монтажных и ремонтных работ, нарушения режима эксплуатации газопровода и др.

Статистика показывает, что наиболее вероятны механические повреждения при нарушении требований ФНП № 542 «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» и Постановления № 870 "Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления" и нарушения порядка производства земляных работ. Такие работы

часто проводят в отсутствие у строительных организаций данных о местоположении подземных коммуникаций или без присутствия представителей эксплуатирующих организаций на месте производства работ.

Деятельность эксплуатирующих организаций должна быть направлена на обеспечение безопасной эксплуатации объектов транспорта газа, в связи с чем необходимо выполнение следующих требований:

- усиление контроля за соблюдением охранных зон газораспределительных сетей;
- проверка и при необходимости обновление опознавательных знаков газопроводов;
- контроль газораспределительных организаций (ГРО) за соблюдением вышеупомянутых ФНП № 542 и Постановления № 870.

Вывод: механическое повреждение трубопроводов является основной причиной большинства аварий на распределительных газопроводах. Для снижения рисков возникновения их в будущем были предложены следующие меры: разработка планов безопасного проведения работ в охранной зоне газопровода, восстановление или замена не соответствующих требованиям опознавательных знаков на трассе газопроводов, тщательный контроль работы ГРО.

Для снижения частоты возникновения коррозионных повреждений необходима проверка работы электрохимической защиты.

Предотвратить оползни возможно при укреплении грунта в особо опасных зонах, выявленных при инженерных изысканиях.

Вышеупомянутые действия позволят снизить риск возникновения аварий на газораспределительных трубопроводах.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] // URL: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/russia/> (дата обращения: 15.10.2018).
2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2014 - 2017 годах [Электронный ресурс] // URL: <http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/> (дата обращения 21.09.2018).

УДК 622.692.4.053

### **АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ В НЕФТЕПРОВОДАХ**

*Д.Ю. Правикова, В.Ф. Абсалямова УГНТУ, г. Уфа*

Как известно, при транспорте нефти по трубопроводным системам происходит скопление АСПО (асфальтосмолопарафиновых отложений) на внутренней стенке трубы, что приводит к снижению пропускной способности трубопровода, а, следовательно, и к увеличению затрат на очистку трубопровода. Для эффективности решения данной проблемы следует составить план работ для проведения экономичных работ по очистке внутренней поверхности трубопровода. Сложность данных работ состоит в том, что нефть может транспортироваться не только по коротким трубопроводам, но и преодолевать значительные расстояния.

В коротких трубопроводах жидкость может перекачиваться при доста-

точно высоких температурах, а при перекачке на длительные расстояния постоянный подогрев трубопровода будет достаточно дорогим.

На сегодняшний день самым распространённым способом диагностики длинных трубопроводов является внутритрубная дефектоскопия. Но в плане очистки данный метод имеет существенный недостаток: скребок может застревать во внутренней полости трубопровода.

Следующим способом обработки парафиновых структур является применение диспергаторов. Способ хорош в том, что диспергатор имеет химические показатели, близкие к показателям перекачиваемой жидкости и он не вступает в химические реакции с самой перекачиваемой жидкостью. Но по экспериментальным данным было выявлено, что диспергатор может служить источником увеличения скорости осаждения парафинов вследствие нарушения стабильности коллоидных асфальтенов [1].

Одним из самых прогрессивных способов предотвращения парафинов является технология холодного потока. Она разрабатывалась специально для перекачки нефти на длительные расстояния. Суть метода состоит в том, что горячий поток (температура колеблется от 40 °С до 80 °С) проходит через секцию охлаждения, где охлаждается до температуры окружающей среды [1]. Затем после секции охлаждения твердые тела осаждаются из раствора и уносятся вместе с потоком в виде суспензий. Преимущества данной схемы заключаются в том, что выпавшие осадки не «прилипают» к стенке трубопровода. Также данная схема является абсолютно экологичной и не требует применения различных диспергаторов. Данная схема применялась только на морских трубопроводах.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Modelling of Paraffin Wax in Oil Pipelines / Morten Kristoffer Siljueberg // Earth Sciences and Petroleum Engineering. – 2012.
- 2 Экологические и технические аспекты концепции транспорта углеводородов по подводным трубопроводам с помощью технологии холодного потока / Р.С. Иншаков, А.В. Балабуха // Дальневосточный федеральный университет, материалы международной научно-практической конференции. – 2016. – С. 40–42.

УДК 622.691.482

### **АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОИСКА УТЕЧЕК ПРИРОДНОГО ГАЗА В СЕТЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ**

*Д.А. Прохоров, М.Н. Назарова, СПГУ, г. Санкт-Петербург.*

На сегодняшний день огромное внимание уделяется промышленной безопасности, не остается без внимания и область трубопроводного транспорта природного газа. Наиболее опасным фактором при транспортировке газа являются утечки газа из трубопровода или газового оборудования. Борьба с данным фактором позволит не только сделать процесс транспортировки природного газа более безопасным, но и увеличить срок безотказной работы трубопроводной системы, поддерживая в исправном состоянии все элементы данной системы. К тому же результативная борьба с утечками позволит газораспределительным организациям сократить свои убытки от потерь газа.

Источниками потерь природного газа при эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления являются негерметичные разъемные соединения



(резьбовые, муфтовые, фланцевые) оборудования технологических устройств, установленные на линейной части газопроводов, а также негерметичность затворов предохранительных сбросных клапанов (ПСК) и запорной арматуры, установленной перед газоиспользующим оборудованием и на продувочных или сбросных свечах в пунктах редуцирования газа (ПРГ)[1].

На сегодняшний день существует множество различных методов поиска мест утечек природного газа в сетях газораспределения и газопотребления. В основном это методы качественные, то есть они показывают только наличие утечки, но не оценивают количество газа, вышедшего в атмосферу. Опишем основные методы обнаружения утечек и проанализируем их.

1) Наиболее легким и применимым только для систем газораспределения и газопотребления методом поиска утечек является поиск по запаху. Как показывает практика, метод определения утечек газа при помощи запаха показывает только на сам факт наличия утечки, но по данному методу невозможно определить точное местоположения утечки, поэтому его всегда применяют в совокупности с другими методами поиска. Основным преимуществом метода можно назвать то, что при помощи данного метода можно достаточно быстро и без всякой аппаратуры сказать о наличии утечки.

Также кроме запаха одоранта, утечки природного газа можно определить по другим внешним признакам. По шуму можно определить утечку природного газа на газопроводах среднего и низкого давления. Возможно определить утечку природного газа по внешнему виду охранной зоны газопровода: жёлтая трава, пузырьки газа в луже, жёлтый снег.

2) Для выявления мест утечек используется метод обмыливания или метод нанесения мыльной эмульсии. Места утечек в данном методе определяют по образованию пузырей.

Метод обмыливания используется уже долгое время и не требует для своего проведения особого оборудования и знаний. Также к его достоинствам можно отнести то, что он очень дешевый и очень наглядный. К недостаткам данного метода можно отнести то, что для проведения обмыливания необходим непосредственный контакт с предполагаемым местом утечки, поэтому в основном мыльная эмульсия используется при осмотре внутридомового газового оборудования, где данная эмульсия наносится на резьбовые соединения.

3) Наиболее точным и более современным методом является метод обнаружения утечек при помощи технических средств. К таким средствам можно отнести газоанализаторы и течеискатели. В основном в системах газораспределения и газопотребления используют портативные газоанализаторы типа ПГА, СГГ, ФП и т. д. Данные газоанализаторы позволяют помимо указания места утечки измерить концентрацию метана в воздухе.

Для определения мест утечек используются специальные приборы – течеискатели. В системах газораспределения и газопотребления используют течеискатели типа ТГП и ПМ. Данные приборы способны только на обнаружении мест утечек. При обнаружении утечки срабатывает звуковая и световая сигнализация, по которой слесарь может сделать вывод о наличии утечки. Газоанализаторы способны не только визуально показать место утечки, но и показать один из количественных показателей – концентрацию метана в помещении. К

недостаткам можно отнести то, что приборы стоят определенную сумму денег, а также то, что некоторые приборы имеют достаточно большую массу, и переносить для обхода трассы весьма нелегкий труд.

На основе приборного метода во многих странах существует метод объездов подземных газопроводов при помощи автолабораторий. В России метод объездов в настоящее время не нашел широкого применения[2].

Анализируя все применяемые на данное время методы поиска утечек, можно сделать вывод, что в основном в системах газораспределения и газопотребления используются методы, которые указывают только на сам факт наличия утечки, либо на место утечки. Но к сожалению, нет методов, которые бы могли с точностью говорить о количестве газа, вышедшего в атмосферу из-за утечки. Необходимо уделять данному факту большее внимание, так как знание о количестве газа, потерянного из утечек, а также о местах утечек позволит сократить потери природного газа при транспортировке. В качестве наиболее перспективного метода определения утечек природного газа можно выделить использование уровненой автоматизированной системы учета расхода газа.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Зубаилов Г.И. Повышение оперативности контроля утечек газа через негерметичные соединения оборудования сетей газораспределения и газопотребления // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. №2. С. 179–190.
- 2 Бубличенко И.А., Шенявский Ю.Л. Поиск утечек из наружных подземных газопроводов газораспределительных сетей мобильными средствами // Безопасность труда в промышленности. 2008. №8. С. 56–63.

УДК 622.692.12

### **ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ**

*А.А. Ридель, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день проблема отложения неорганических солей на нефтепромысловом оборудовании актуальна, так как солеотложение крайне негативно влияет на безопасность его эксплуатации (уменьшение проходного сечения нефтепровода, а вследствие этого рост внутреннего давления и механические повреждения; износ труб; локальная коррозия).

Известно множество методов борьбы с неорганическими соединениями на поверхности нефтепромыслового оборудования. Но все ли они эффективны?

Существующие ныне методы борьбы с солеотложением можно подразделить на методы, которые предотвращают образование неорганических отложений, и методы, которые направлены на борьбу с уже образовавшимися осадками. Однако опыт показывает, что методы, направленные на предупреждение процессов солеобразования куда эффективнее, их применение обеспечивает изучение гидрохимических и термодинамических характеристик эксплуатируемых объектов, а значит и позволяет заранее оценить возможность отложения неорганических солей.

Данную группу методов, направленную на предотвращение солеотложения, тоже можно разделить еще на две категории: химические и безреагентные.

Сущность первых заключается в применении реагентов-ингибиторов, вводимых в пласт/в скважину, которые препятствуют образованию неорганиче-

ских солей на оборудовании. Это самый известный и применяемый метод борьбы с солеотложением на сегодняшний день.

Суть безреагентных методов заключается в мероприятиях, направленных на изменение технологических параметров добычи нефти, а именно: защитные покрытия поверхности труб, конструктивные изменения оборудования, поддержание повышенных оптимальных забойных давлений на добывающих скважинах, воздействие на растворы магнитными силовыми полями.

Последнему способу – использование магнитного поля для борьбы с солеотложением – несправедливо уделено не так много внимания и признания, а зря. В ходе изучения данного вопроса, было выявлено, что эффективность магнитной обработки промысловых сред на 20 % выше широко используемых ингибиторов солеотложения, также они экономически целесообразнее, стоимость устройств для проведения магнитной обработки заметно ниже стоимости соответствующих объемов реагентов-ингибиторов. Применение магнитной обработки промысловой среды существенно снижает концентрацию солеотложения, снижая аварийность оборудования.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.А. Ридель, И.Е. Слепнев. Эксплуатация промысловых трубопроводных систем, подверженных повышенному риску отложения неорганических солей// Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 464-469.
- 2.Гарифуллин, Ф.С. Предупреждение образования комплексных сульфидсодержащих осадков в добыче обводненной нефти / Ф.С. Гарифуллилин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 267 с.

УДК 622.692.4.053:62-242

### **ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕВЫХ ПОРШНЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ**

*Р.Р. Саитгалиева, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Одним из наиболее перспективных средств повышения качества очистки трубопроводов и разделения нефтепродуктов является применение гелевых поршней. Они представляют собой последовательность высоковязких гелеобразных жидкостей. Сложная реология гелей обуславливает их характеристики, многие из которых могут оказаться применимыми в трубопроводном транспорте [1].

Гелевые поршни воздействуют на твердые отложения в трубопроводах и дают возможность производить безопасную послойную очистку их внутренних полостей. Они находят широкое применение в качестве разделителей при последовательной перекачке различных сортов нефти или нефтепродуктов, их используют при вводе трубопроводов в эксплуатацию, для распределения в них ингибиторов коррозии, проведения специальной химической обработки, в качестве герметизирующих составов для проведения ремонтных работ на трубопроводах, вытеснения скопившегося конденсата или застрявших скребков.

Гелевая система представляет собой смесь растворителя, полимера, сшивателя и других химических реагентов, контролирующих физико-химические свойства. Эффективность применения гелевых поршней достигается за счет

специфических свойств: проявления при движении расклинивающих напряжений, приводящих к тому, что гелевый поршень полностью перекрывает сечение трубопровода, включая его боковые отводы (эффект Вайсенберга); способности гелевого поршня деформироваться без разрушения при прохождении сужений, не полностью открытых задвижек, труб переменного диаметра; способности собирать с поверхности трубы различные отложения и диспергировать их в своем объеме, при этом гель упрочняется за счет увлечения в его объем твердых отложений.

Регулирование очистки или покрытия внутренней поверхности трубопровода осуществляется с помощью соотношения сил адгезии и когезии выбранных составов к металлической стенке трубопровода. Большинство применяемых в трубопроводах гелей – на водной основе, но можно получить гели на основе растворителей, спиртов и даже кислот. Гели на основе жидких углеводородов (дизель, наногексодекан) могут использоваться в качестве разделителей, способны выносить газовые скопления, обладают более высокой вязкостью и герметичностью в трубопроводе по сравнению с гелями на водной основе.

Действие полимерного геля основано на его вязкоупругих свойствах, которые заключаются в том, что, обладая относительно большим временем релаксации при сдвиговых деформациях, «сшитые» макромолекулы, формирующие гель, при высоких скоростях деформации приобретают свойства твердого тела. Это приводит к тому, что при движении полимерного геля в трубопроводе, он формируется в пробку, которая является подвижной границей раздела вытесняющей и вытесняемой жидкостей, предотвращая их смешивание.

Главной особенностью гелевых поршней является их биологическая безопасность при отсутствии вредных, биологически неразлагаемых химических реагентов. Полимерные реагенты типа полиакриламида, карбоксиметилцеллюлозы способны биоразлагаться под воздействием микроорганизмов.

В большинстве случаев в качестве полимеров применяют полиакриламид. Полиакриламид – инертный, нетоксичный и пожаровзрывобезопасный гелеобразующий полимер. Гелевые системы относятся к вязкопластичным жидкостям, увеличение концентрации полимера и сшивателя ведет к увеличению прочности и вязкости гелевого поршня [3].

Гелевые поршни не ухудшают механические свойства поверхности после очистки, а способствуют формированию поверхностного слоя. Такой слой предотвращает отложение парафинов, гидравлически сглаживает поверхность стенки трубопровода.

Высоковязкие полимеры позволяют решить проблему очистки новых магистральных трубопроводов, сооружаемых в болотистой местности и в зимнее время, продувка и очистка которых выполняются недостаточно эффективно. Наличие в этих трубопроводах глины, песка, монтажных выступов, вмятин, сужений и строительных деталей не позволяет очистить их механическими средствами. Очистка нефтепроводов с помощью водорастворимых полимеров возможна только при достаточно рыхлых отложениях [2].

При освобождении трубопровода от нефти в зимних условиях или в без-

водных районах технология вытеснения нефти или нефтепродуктов с помощью гелевых поршней может быть реализована с использованием воздуха в качестве вытесняющего агента. Данная технология значительно уменьшает риск замораживания арматуры, растворения воды в нефтепродукте при вводе объектов в эксплуатацию в зимних условиях.

Преимуществом использования гелевых разделительных поршней для освобождения трубопроводов от нефти и рыхлых грязепарафиновых отложений при ликвидации трубопроводов является возможность обойтись без его демонтажа, осуществить его «захоронение» на месте укладки [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Губин В. Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов/ В. Е. Губин, В. В. Губин. – М.: Недра, 1982. – 246 с.
- 2 Ахмадуллин К. Р. Перспективы применения полимерных гелей в трубопроводном транспорте/ К. Р. Ахмадуллин и [др.] // Межвузовский сборник научных статей. Нефть и газ. – Уфа: УГНТУ, 1997. – № 1. – С. 159–160.
- 3 Асадуллина Г. М. Управление эксплуатационными характеристиками гелевых систем в трубопроводном транспорте/ Г. М. Асадуллина // Нефтегазовое дело. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – том 8. – № 1. – С. 56–60.

УДК 661.91

### **ПРОЕКТ ГАЗОФИКАЦИИ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА С ПОМОЩЬЮ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*С.М. Сарваров, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа*

Проект заключается в доставке сжиженного природного газа из Сабетты в порт Певек. СПГ будет использоваться по трем направлениям – бункеровка морского транспорта, газомоторное топливо для автомобильного транспорта и распределенная генерация.

Необходимо построить шесть криоАЗС для заправки автомобильной техники, осуществляющей перевозки золотомедного концентрата с Баймской площади в порт Певек и для майнинговой техники, которая будет работать на этих карьерах.

Использование природного газа в промышленных целях позволит постепенно отказаться от дорожающего дизтоплива, на перевозку которого дорожают и транспортные расходы. Это может дать значительную экономию бюджету региона и позволит перейти на «чистую» – более надёжную, эффективную и экологически безопасную энергетику.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 ЭНЦИКЛОПЕДИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. 4-е изд. Пер. с франц.; Э.68 Ред. пер. К.С.Басниев.-М.: Акционерное общество ТВАНТ", 1994.-684 с:ил. ISBN 5-2-Ш-9-(03)
- 2 Барман И.В. , Кунис И.Д. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / Под ред. А.М. Архарова – М.:Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана , 2009.-256 с: ил.
- 3 Производство, хранение и транспорт сжиженного природного газа П78 / Шаммазов А.М., Терегулов Р.К., Мастобаев Б.Н., Коробков Г.Е. – СПб.: Недра, 2007.-152с.
- 4 Сжиженные углеводородные газы / Рачевский Б.С. – Издательство: М.: Нефть и газ, 2009. – 639с.
- 5 Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование – Издательство: М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. — 159 с.

**ОБЪЕКТ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА  
НА ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ  
АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»**

*А.В. Сиразева, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день в северной части нашей страны дочерним предприятием ПАО «НК РОСНЕФТЬ» продолжается строительство одного из крупных и уникальных объектов по добыче газа – установки комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГиК).

Уникальность данного объекта заключается в том, что вся площадь завода расположена на болотистой местности. Строительство корпусов и резервуарных парков осуществляется на свайных фундаментах. Для сохранения прочности и устойчивости возводимых объектов предусмотрена термостабилизация грунта.

Все оборудование, применяемое для производства сухого газа, расположено внутри корпусов. Это в свою очередь обеспечивает удобство работы персонала и обслуживания технологических аппаратов. Возводимая сопутствующая инфраструктура включает в себя:

- газотурбинную электростанцию для собственных нужд;
- водозабор;
- 14 шаровых резервуаров объемом  $6000 \text{ м}^3$  для хранения пропан-бутана технического;
- 3 вертикальных резервуара для хранения стабильного газового конденсата (2 - объемом  $10000 \text{ м}^3$ , 1 - объемом  $5000 \text{ м}^3$ );
- пожарное депо;
- административно-бытовой комплекс.

При реализации проекта применяются новейшие технологии, в том числе позволяющие снизить воздействие на окружающую среду. В частности, на создаваемой УКПГиК предусмотрена установка по очистке и регенерации водо-метанольной смеси, очистные сооружения с комплексом поглощающих скважин, что позволит вторично использовать метанол для технологических нужд, а также улучшит экологичность промысла.

В 2017 году завершилось возведение одной из самых крупных бездымных факельных установок высотой 100 м. Для сравнения, на действующих УКПГ применены факелы в среднем 70 м. Установка была доставлена 5-ю секциями, а для монтажа было применено многотонное оборудование фирмы Liebherr грузоподъемностью более 300 тонн.

На очереди технологическая обвязка всего оборудования и пусконаладочные работы. Строительство планируется завершить зимой 2019 года.

С запуском Восточно-Уренгойского лицензионного участка годовой объем добычи газа АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» увеличится практически в 5 раз и достигнет уровня более  $19 \text{ млрд. м}^3$ .

## РАЦИОНАЛЬНЫЙ СПОСОБ РЕДУЦИРОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

*И.Е. Слепнев, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время потребление газа значительно увеличилось, а соответственно выросли затраты на его транспортировку и подготовку к транспорту. На экономичность перекачки данного вида природного ресурса значительно влияет КПД используемого для компримирования газоперекачивающего агрегата.

Газодобывающие и газотранспортные предприятия, на которых имеется возможность использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), обладают большим потенциалом. Методы использования ВЭР не позволяют сократить объемы потребляемого для транспортировки газа топлива, но позволяют повысить коэффициент полезного действия системы в целом путем повторного использования энергии избыточного давления или температуры.

В данной работе была подробно рассмотрена технология утилизации энергии избыточного давления на одной из существующих дожимных компрессорных станции ПАО «Газпром». Для данной ДКС была предложена схема установки детандер-генераторного агрегата (ДГА) в блоке подготовки топливного газа ГПА. Согласно первоначальной схеме, газ на собственные нужды отбирается с байпасной линии площадки отключающей арматуры ДКС, а также с выходного коллектора АВО, далее поступает в узел подготовки топливного, импульсного газа (УПТИГ), где проходит дополнительную очистку, при необходимости подогревается и редуцируется регуляторами давления (РД). В предложенной схеме предлагается параллельно РД установить ДГА, процесс редуцирования заменится на процесс детандирования, что увеличит энергоэффективность блока подготовки топливного газа.

Детандер-генераторный агрегат, установленный параллельно регуляторам давления позволит снизить давление топливного газа до необходимого по технологии, но энергия избыточного давления газа будет превращена в дополнительную электрическую энергию, которую можно будет использовать на собственные нужды. Помимо этого на выходе ДГА газ будет иметь достаточно низкую температуру. При соответствующей обвязке через теплообменный аппарат линии топливного газа, поступающего в камеру сгорания ГПА и линии выходного коллектора теплого компримированного газа появляется возможность дополнительного охлаждения транспортирующегося природного газа, что в дальнейшем снизит нагрузку на аппараты воздушного охлаждения (АВО).

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.А. Ридель, И.Е. Слепнев. Использование вторичных энергетических ресурсов на компрессорных станциях магистрального газопровода//В книге: Трубопроводный транспорт - 2018 Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции. 2018. С. 110-112.
2. Гаррис, Н.А. Основные направления ресурсо-энергосбережения при транспорте газа / Н.А. Гаррис, Н.А. Колоколова // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. Выпуск 1, 2009 - с.81 - 85.

# ОЦЕНКА РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА МЕТОДОМ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК

*В.Н. Слепнёв, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

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

В системе эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта большое внимание уделяется мониторингу технического состояния оборудования. Использование современных материалов, систем электрохимической защиты и технологий сварки повышает надежность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, а применение современных технологий обнаружения утечек и автоматизации управления запорно-регулирующей арматурой снижает последствия возможных аварий. В связи с этим применение регламентированных государственными органами методик количественной оценки риска возникновения аварий и прогнозирования их последствий не соответствует действительности и даёт завышенные результаты. Это сказывается на затратах предприятий по обеспечению запасов сил и средств, привлекаемых к локализации и ликвидации последствий аварий. В данной работе рассмотрен иной подход к оценке риска возникновения аварий и прогнозированию последствий, основанный на методе экспертных оценок.

При условии обеспечения высоких показателей надёжности оборудования посредством применения современных образцов техники и технологии большую важность в оценке возможности возникновения и прогнозировании последствий аварии начинает играть специфика эксплуатации, условия внешней среды, человеческий фактор. В этой связи метод экспертных оценок позволяет привлечь к анализу специалистов, знакомых со спецификой функционирования объекта, процессами эксплуатации и диагностики, реализуемых в конкретной организации. На основе результатов экспертных оценок возможно составить рейтинг «опасных» участков эксплуатируемых объектов, аварии на которых сопровождаются максимальным ущербом.

Важным этапом формирования результатов экспертных оценок является механизм обработки экспертных суждений. В работе используется метод прогнозирования при непротиворечивых экспертных суждениях на основе решения задачи линейного программирования. Задача линейного программирования сводится к поиску прогнозной последовательности (модели тренда), наиболее согласованной с результатами наблюдений ( $\tilde{y}_t, t=1, \dots, m$ ) и экспертными суждениями.

Общий вид модели тренда представляет собой выражение:

$$F(t; \theta) = (\theta, \varphi(t)), \quad (1)$$

где  $t$  – момент времени прогнозирования;

$\theta$  – вектор параметров;

$\varphi(t)$  – функция изменения значений временного ряда по одному параметру.

Алгоритм поиска модели тренда можно определить в три этапа:

1. Исходя из экспертных суждений, составляется система линейных неравенств, которым должны удовлетворять параметры модели тренда.



2. Отыскивается решение задачи линейного программирования:

$$\min_{\theta, q_{1t}, q_{2t}} \sum_{t=1}^m (q_{1t} + q_{2t}), \quad (2)$$

при ограничениях системы линейных неравенств экспертных суждений, а также дополнительных ограничениях:

$$(\theta, \varphi(t)) + q_{1t} - q_{2t} = \tilde{y}_t, t = 1, \dots, m, \quad (3)$$

$$q_{1t}, q_{2t} \geq 0, t = 1, \dots, m, \quad (4)$$

где  $q_{1t}, q_{2t}$  – вспомогательные переменные, в некотором смысле обобщенные координаты:

$$q_{1t} = \begin{cases} \tilde{y}_t - (\theta, \varphi(t)), & \tilde{y}_t > (\theta, \varphi(t)) \\ 0, & \tilde{y}_t \leq (\theta, \varphi(t)) \end{cases} \quad (5)$$

$$q_{2t} = \begin{cases} (\theta, \varphi(t)) - \tilde{y}_t, & (\theta, \varphi(t)) > \tilde{y}_t \\ 0, & (\theta, \varphi(t)) \leq \tilde{y}_t \end{cases} \quad (6)$$

Найденные значения  $\theta = (\theta_1, \dots, \theta_K)$  принимаются за оценки модели тренда  $\hat{\theta} = (\hat{\theta}_1, \dots, \hat{\theta}_K)$ .

3. Строится искомая прогнозная последовательность в соответствии с формулой:

$$\hat{y}_t = (\hat{\theta}, \varphi(t)), t = m + 1, \dots, m + n, \quad (7)$$

где  $n$  – период упреждения.

В работе представлен наиболее простой метод анализа экспертных суждений, при необходимости расчёты могут быть уточнены и изменены (построение двухпараметрической трендовой модели, противоречивость экспертных суждений). По результатам обработки экспертных оценок для наглядного представления результатов могут использоваться современные программные продукты по моделированию аварий на конкретных участках [1,2]. Применение же самой методики экспертных оценок может быть включено в качестве элемента системы управления промышленной безопасностью опасного производственного объекта [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Разработка дополнительных защитных сооружений от разливов нефти, нефтепродуктов на основе трехмерного моделирования / С.А. Половков [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 2. С. 197-205. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-2-197-205.
- 2 Системный подход к защите Арктики от последствий аварий на магистральных трубопроводах / И.Р. Айсматуллин [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 5. С. 66-72.
- 3 Слепнёв В.Н., Максименко А.Ф. Основные принципы построения системы менеджмента качества процессов предупреждения, локализации и ликвидации последствий аварий на объектах трубопроводного транспорта // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 6. С. 456-468. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-4-456-467.

УДК 622.692.48

### УМЕНЬШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

*Л.М. Спириденко, Е.М. Захаренко,*

*Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь*

При технологических операциях на компрессорных станциях потери газа составляют примерно 24-27 %, что является актуальной проблемой. Поэтому раз-

работка и внедрение в производство технологий по газосбережению при транспорте газа не менее важна, чем сокращение энергозатрат на компримирование. Существует и экологическое воздействие на окружающую среду, связанное с увеличением в атмосфере концентрации второго по воздействию на климат парникового газа – метана. Экономия топливно-энергетических ресурсов и охрана окружающей среды – две неразрывно связанные и актуальные проблемы, решению которых во всем мире уделяется большое внимание.

На компрессорных станциях потерями газа, в основном, являются:

- потери газа при стравливании и продувке обвязки нагнетателей в процессе пусков и остановок ГПА;
- потери при продувке конденсатосборников, пылеуловителей, импульсных трубок КИП и автоматики;
- потери в системе уплотнений нагнетателей ГПА и др. оборудования.

Исходя из количественных потерь газа на КС значительные потери газа происходят при продувках пылеуловителей (узлов очистки газа).

В представленной работе рассмотрены следующие методы по сокращению и утилизации продувочного газа:

- сокращение потерь газа при продувке пылеуловителей в конденсатосборник с закрытым свечным краном;
- утилизация продувочного газа на компрессорной станции путем сброса газа в аккумулирующую емкость или потребителю (на ГРС).

Способ продувки через дренажный трубопровод в конденсатосборник с закрытым свечным трубопроводом с последующим выбросом газа в атмосферу, заключающийся в том, что продувка узла очистки газа осуществляется в конденсатосборник с закрытым свечным трубопроводом, при этом перепад давления газа между узлом очистки и конденсатосборником уменьшается в течение всего времени продувки и, следовательно, уменьшается расход газа, продуваемого через дренажный трубопровод в конденсатосборник. После окончания продувки узла очистки газ с остаточным давлением выбрасывается из конденсатосборника в атмосферу.

Метод утилизации продувочного газа на компрессорной станции путем сброса газа потребителю (на ГРС). В период плановой остановки ГРС производится монтаж «уравнительного» трубопровода между свечным трубопроводом конденсатосборника и выходным трубопроводом низкого давления ГРС до узла учета расхода газа. После продувки узла очистки газа в конденсатосборник с закрытым краном свечного трубопровода, определяется остаточное давление в конденсатосборнике. Далее открывается уравнительный трубопровод и газ с повышенным давлением вырабатывается в выходной газопровод ГРС. После выработки газа на потребителя до выходного давления ГРС конденсатосборник не стравливается и остается закрытым с остаточным давлением до следующей продувки. Сохраненный газ утилизируется, т. к. его можно направить на технологические нужды КС или потребителям.

Применение данных методов позволит снизить потери товарного газа, плату за эмиссию газа в окружающую среду, а также уменьшит негативное влияние на экологию.

Исследования представленных методов будут заключаться в технической и экономической их оценке и анализе целесообразности внедрения методов на КС.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации оборудования насосных и компрессорных станций. — Уфа, 2012.— С. 49 – 51.

УДК 502.51:504.5:665.6

### **МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ РУБЕЖЕЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ И СБОРА НЕФТИ НА РЕКАХ**

*Л.М. Спириденко, Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь*

Особенностью аварийных залповых сбросов нефти является масштабность негативного воздействия на природную среду. Из всех возможных промышленных аварий на нефтепроводах наиболее «тяжелыми» являются аварии, которые происходят на территории водосборных бассейнов больших рек. Опасность разлива нефти многократно возрастает в результате того, что она может по притокам переноситься в русла больших рек и по ним распространяться на значительные расстояния, оказывая негативное экологическое воздействие на обширных территориях

Один из эффективных вариантов защиты реки в случае возникновения аварийной ситуации являются стационарные рубежи локализации и сбора нефти (СР). Они ограничивают перемещение нефти по поверхности реки, направляют нефтяное пятно к берегу, снижая скорость его распространения. [1]

При определении местоположения рубежей задержания учитывается: характер движения нефтяного пятна, гидрологическая характеристика реки (скорость течения, ширина, глубина и т. д.), наличие на реке мест, удобных для сбора нефти. [3] На кафедре трубопроводного транспорта Полоцкого Государственного университета были разработаны подходы по выбору СР. Суть этих подходов заключается поэтапном выборе местоположения СР.

Выбор расположения стационарных рубежей можно разбить на пять этапов:

- 1 этап – определение зоны влияния магистрального нефтепровода на водоток.
- 2 этап – определение участка водотока, возможного реагирования бригады на подход пятна нефти.
- 3 этап – определение створа водотока для стационарного рубежа.
- 4 этап – определение береговой площадки для стационарного рубежа.
- 5 этап – определение оперативных рубежей.

На первых двух этапах определяется зона влияния магистрального нефтепровода на водоток. Нефтепровод условно разбивается на участки, которые могут оказывать воздействие на определенные акватории реки с учетом времени реагирования бригады АВС, определяется расстояние распространения пятна нефти. [2]

Исходными данными для третьего этапа выбора местоположения СР являются:

- тип руслового процесса;
- вероятность размыва береговой линии;
- максимальные уровни воды в половодье и минимальные уровни воды в межень.

Благоприятными для устройства СР являются участки водотока, на которых переформирования русла составляют менее 1 м в год (ленточно-грядовый, осередковый, побочневый тип руслового процесса). [3] На таких участках рекомендуется обустраивать СР.

Неблагоприятными для устройства СР являются участки водотока, на которых плановые переформирования русла могут достигать от 1 до 10 м в год (ограниченное или свободное меандрирование). На этих участках возможно обустройство СР, но необходимо производить наблюдения за русловыми процессами на водотоке в окрестности СР. [3]

Весьма неблагоприятными для устройства СР являются участки водотока с ярко выраженным неустойчивым руслом (свободное меандрирование, пойменная многорукавность, незавершенное меандрирование), плановые переформирования русла могут достигать от 10 до 100 м в год, либо появляться разветвления русла водотока на два рукава. На таких участках не рекомендуется устраивать СР. [3]

Выборка исходных данных должна производиться, за последние 20 лет наблюдений.

На предварительно выбранных створах водотока необходимо провести следующие гидрологические изыскания:

- определить скорость водотока;
- определить ширину и глубину водотока.

Полученные данные о скорости и ширине водотока, необходимы при определении угла установки БЗ и подборе их длины и окончательном выборе створа водотока на котором можно обустроить СР.

На выбранном створе водотока проводим топографические изыскания берегового участка водотока и окончательно выбираем береговую площадку.

Отбракованные створы водотока анализируются для использования в качестве оперативных рубежей.

В результате работ проведенных кафедрой трубопроводного транспорта Полоцкого Государственного университета на примере нефтепроводов ОАО «Гомельтранснефть Дружба» были разработаны рекомендации и стандарт предприятия, в который были включены подходы по выбору СР.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Груздев, А.А. Рубежи задержания и сбора нефти на крупных судоходных реках / А.А. Груздев, Л.А. Талалушкин, В.А. Красков, А.Л. Крам // Трубопроводный транспорт нефти.- Прил.- 2001.- №3.- С.8
- 2 Комаровский, Д.П. Защита водных объектов при аварийных разливах нефти/ Д.П. Комаровский, П.В. Коваленко, В.К. Липский, В.Е. Савенок; под общ.ред В.К. Липского - Новополоцк:ПГУ, 2008 – С.60
- 3 Чеботарев А.И. Общая гидрология (воды суши).- Л.: Гидрометеиздат, 1975

УДК 662.758

### **СОХРАНЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*Р.Р. Султанбеков, М.Н. Назарова, Горный университет, г. Санкт-Петербург*

Объекты для хранения нефтепродуктов должны работать эффективно, чтобы обеспечить качественными энергоресурсами данный регион. Технологический процесс непрерывен, поэтому зачастую в резервуары имеющие остатки, сливают новый продукт, так как свободных емкостей нет. Также смешение происходит преднамеренно для получения другой марки нефтепродукта с

меньшей вязкостью, который можно будет использовать для обогрева промышленных и жилых объектов и в качестве судовых топлив. Однако при технологических операциях на резервуарах, всегда остается остаток нефтепродуктов, который может повлиять на качество при смешении различных видов нефтепродуктов.

В последние годы, в мире установилась тенденция более глубокой переработки нефти, а именно использование остаточных продуктов крекинг-процессов. Однако вместе с углублением переработки качество нефтепродуктов снижается из-за увеличения доли асфальто-смолистых продуктов в составе тяжелых топлив. Поэтому стабильность и совместимость нефтепродуктов является важным параметром. Так как при смешивании разных видов темных нефтепродуктов есть риск выпадения осадка [3].

Высокий показатель общего осадка в нефтепродуктах негативно влияет на работу двигателей и топливной системы, способствует их износу и нарушению работы, а также приводит к засорению фильтров и сепараторов [2]. Допустимое содержание общего осадка регламентируются стандартами, в России это ГОСТ Р 50837.6-95, который соответствует международным стандартам ASTM D4870-IP 375, IP 390 и ISO 10307. В топливах содержание общего осадка должна не превышать - 0,1 %.

Проявления «несовместимости» при смешении нефтепродуктов связаны с возникновением прочных межмолекулярных взаимодействий, вызванных изменением структурно-группового состава и взаимного соотношения концентраций высокомолекулярных соединений нефтепродуктов, что приводит к образованию ассоциатов молекул, объемных коллоидных частиц различной формы и структуры [1].

Существующие методы оценки стабильности и совместимости нефтепродуктов не обладают высокой точностью и имеют большую погрешность.

Для точной оценки совместимости и стабильности нефтепродуктов необходима разработка нового точного метода, который позволит определять совместимость сразу нескольких видов топлив и в необходимой пропорции до смешения в резервуарах. Выполнение данной задачи становится возможным благодаря применению ГОСТ Р 50837.6 «Метод определения общего осадка» с изменением метода проведения испытаний, что позволит определить совместимость и. стабильность нефтепродуктов.

По результатам исследований по определению совместимости и стабильности нефтепродуктов представленным лабораторным методом, в равной пропорции были смешаны на производственном объекте, в танке накопителе баржи нефтепродукты, после был осуществлен отбор проб по ГОСТ 2517 и проведена проверка содержания общего осадка полученного продукта.

Полученные результаты практически совпадают и полностью удовлетворяют требования воспроизводимости по ГОСТ Р 50837.6, значит метод определения совместимости нефтепродуктов применим на практике.

Проблема «несовместимости» нефтепродуктов крайне актуальна, так как из-за выпадения общего осадка на резервуарах при эксплуатации снижается полезный объем и возникает необходимость чистки резервуаров, также при смешивании топлив из-за «несовместимости» в первую очередь ухудшается каче-

ство всего продукта, последующее применение которого увеличивает риск износа оборудования. Поэтому для решения данной проблемы разработан точный метод определения совместимости нефтепродуктов на основе ГОСТ Р 50837.6, внедрение которого позволит быстро определить совместимость нефтепродуктов до их фактического смешения на резервуарах и будет способствовать сохранению качества хранимого продукта.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каримов, Р. М., Мастобаев, Б. Н. Влияние содержания парафинов, смол и асфальтенов на товарные качества нефтей // Башкирский химический журнал.-2012.-Том 19.
2. Митусова Т.Н., Аверина Н.П., Пугач, И.А.. Оценка стабильности и совместимости остаточных топлив. Мир нефтепродуктов №1, 2005, 33-35
3. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти: смолы и асфальтены - Москва: Наука, 1979.

УДК 622.692.4.07

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ И НДС ТРУБОПРОВОДА НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*Т.С. Султанмагомедов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа*

График интенсивности отказов трубопроводов (рисунок 1) показывает, как при пуске трубопровода в эксплуатацию изменяется возможность появления инцидентов. Такая закономерность заключается, в том числе, в возникновении различных непредвиденных нагрузок. При эксплуатации трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах (ММГ) вероятность возникновения непредвиденных нагрузок больше, чем при эксплуатации в нормальных условиях. [2]

При вводе трубопровода в эксплуатацию на ММГ, период приработки (с  $t_0$  до  $t_1$ ) более длительный, чем на устойчивых грунтах, и связан с потерей несущей способности грунта при повышении температуры. Соответственно, интенсивность отказов  $\lambda(t)$  более высокая. Поскольку добыча углеводородов в условиях ММГ очень быстро развивается, то очень быстро растет количество трубопроводов, находящихся в периоде приработки. После данного периода постоянный мониторинг НДС трубопровода не требуется.

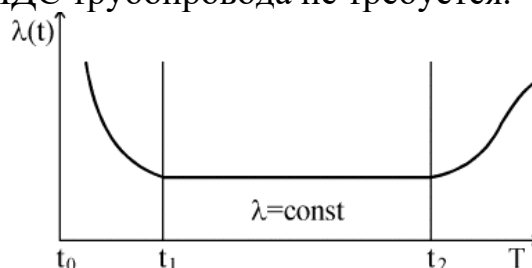


Рисунок 1 – Функция интенсивности отказов

Для установки на участок трубопровода находящийся в периоде приработки системы определения НДС (с помощью тензодатчиков) [1], необходимо получить следующие данные:

- Необходимый шаг расстановки датчиков;
- Механические характеристики грунта в местах установки датчиков, входящие в расчетные формулы (плотность, коэффициенты сопротивления перемещению, сцепление, угол внутреннего трения, наличие влаги, температуры грунтов в сечениях и другие);

- Начальное положение трубопровода по результатам геодезических исследований;

- Модель основания для расчетной схемы балки.

*Выбор модели грунтового основания.* Несущая способность мерзлого грунта, а именно способность грунта сопротивляться перемещениям, зависит от наличия влаги в ММГ и от температуры грунта. Поэтому, при расчете сдвигающих напряжений по контакту труба-грунт в ММГ, необходимо делать соответствующие поправки. Поскольку на сегодняшний момент не созданы условия для детального исследования температурного поля мерзлых грунтов, то необходим постоянный мониторинг НДС трубопровода и температурного поля ММГ рядом с трубопроводом. На рисунке 2 приведены результаты эксперимента, которые демонстрируют характер изменения перемещений при изменении температуры грунта. В эксперименте использовался песок с весовой влажностью 5%, отношение глубины заложения к диаметру трубопровода  $h_{cp}/d = 2,0$ . График показывает, как будет изменяться перемещение трубопровода в продольном направлении при изменении температуры грунта.

*Выбор расчетной схемы.* В качестве расчетной схемы на первом этапе выбрана модель оползневого участка, которая применима для расчета трубопровода на ММГ, предложенная П.П. Бородавкиным. На рисунке 3 показано, как будет изменяться положение трубопровода при увеличении оттаявшего мерзлого участка с  $l = 60\text{м}$  до  $l = 100\text{м}$ .

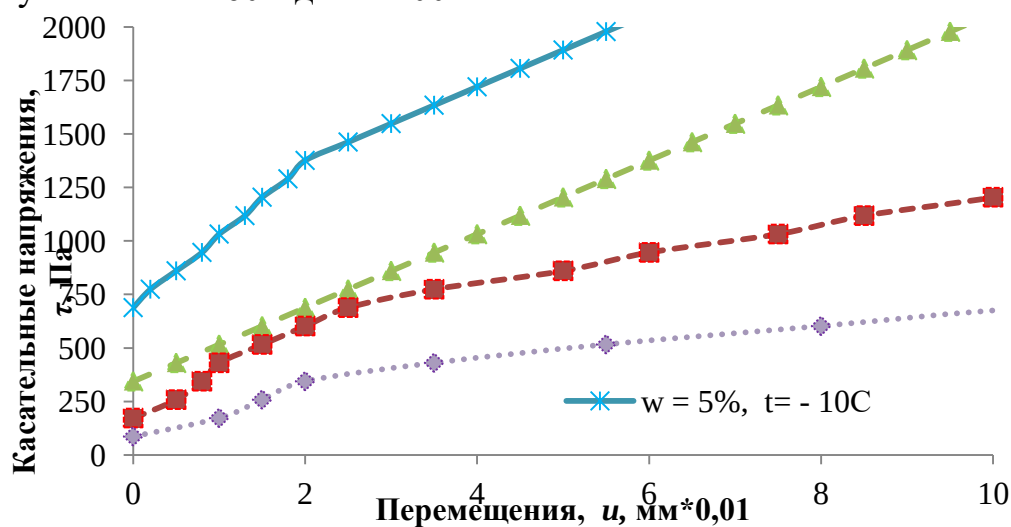


Рисунок 2 – Связь перемещений и касательных напряжений при изменении температуры грунта

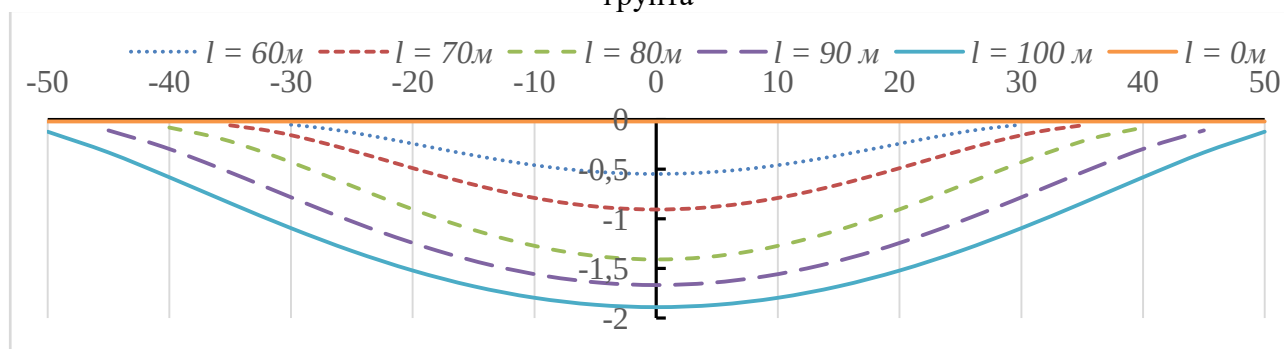


Рисунок 3 – Положение трубопровода при изменении оттаявшего участка от  $l = 60\text{м}$  до  $l = 100\text{м}$

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Исламов, Р.Р. Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях / Р.Р. Исламов, Р.В. Агиней, Е.В. Исупова // Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – 2017. – №6. – С. 31-40.

2 Мастобаев Б.Н. Напряженно-деформированное состояние газопровода на пересечениях с геодинамическими зонами по данным неоднократной внутритрубной дефектоскопии / Б.Н. Мастобаев, Р.М. Аскарлов, С.В. Китаев, Р.М. Каримов, А.Р. Валеев, Т.А. Хакимов, И.М. Исламов // Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – 2017. – №6. – С. 50-57.

УДК 622.692

## **ОБОСНОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ МЕХАНИЧЕСКОГО КОНУСНО-РАСТРУБНОГО СОЕДИНЕНИЯ ТИПА «БАТЛЕР»**

*А.Ф. Султанова, УГНТУ, г. Уфа*

Механическое конусно-раструбное соединение компании «Батлер» широко применяется при монтаже трубопроводов различного назначения. Основным его преимуществом является сокращение срока строительства трубопровода без потери качества. Это особенно важно, если строительство ведется в регионах с коротким летом, болотистыми грунтами или вечной мерзлотой. В настоящее время данная технология применяется для соединения труб диаметром 89-325 мм. В данной работе предложено использование данного способа соединения для труб больших диаметров.

Целью данной работы является обоснование прочности механического конусно-раструбного соединения для труб диаметром выше 500 мм.

Решение задачи состоит из нескольких этапов. На первом этапе был проведен анализ безогневых технологий монтажа трубопроводов и разработана модель напряженно-деформированного состояния (НДС) механического конусно-раструбного (МКР) соединения.

На втором этапе была разработана математическая модель напряженно-деформированного состояния исследуемого соединения, рассчитаны геометрические размеры труб ряда номинальных диаметров (DN500, DN700, DN800, DN1000), величины напряжений, возникающих в стенках труб.

На третьем этапе было исследовано напряженно-деформированное состояние МКР-соединения в среде ANSYS Mechanical, исследованы эквивалентные напряжения, возникающие в стенках труб, а также влияние величины запрессовки труб на прочность и устойчивость конусно-раструбного соединения.

Полученные результаты подтверждают возможность применения конусно-раструбного соединения типа «Батлер» для труб номинальным диаметром DN500 и выше. Возникающие напряжения не превышают предел текучести, следовательно, не вызывают пластических деформаций.

УДК 622.692

## **ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА «ПОТОК-СТЕНКА» НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ**

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

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

В продолжении работ [1-3] выполнены лабораторные экспериментальные и исследования влияния температуры потока нефти и стенки на интенсивность



отложений. Испытания проведены методом «холодного стержня» в диапазоне изменения температур, близких к эксплуатационным режимам нефтепроводов, для подготовленных нефтей и товарных смесей, транспортируемых в системе магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть».

В результате экспериментальных исследований установлено решающее влияние температурного градиента на границе раздела фаз «горячий поток – холодная стенка», на основании чего, сделано предварительное заключение о возможной дополнительной эффективности слоя отложений на внутренней поверхности стенки, связанной не столько с теплопроводностью (измеренная величина близка с теплопроводности самой нефти), а с теплоотдачей от нефти в стенку и наоборот, в зависимости от направления температурного градиента, при этом последний фактор, в случае отрицательного градиента («холодный поток нефти – горячая стенка») теоретически способен полностью исключить возможность накопления отложений на стенке, остальная же часть отложений, выпадающих в потоке – не оказывает определяющего влияния на параметры энергоэффективности перекачки нефти, такие как эффективный диаметр трубы.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Сунагатуллин, Р.З. О способе влияния на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах / Р.З. Сунагатуллин, М.Е. Дмитриев // Трубопроводный транспорт – 2017: тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017.–С. 182-183.
- 2 Сунагатуллин, Р.З. Использование слоя асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепроводов для обеспечения теплоизоляционного эффекта и защиты от коррозии / Р.З. Сунагатуллин, Б.Н. Мастобаев // Трубопроводный транспорт – 2017: тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017.–С. 184-185.
- 3 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 // Трубопроводный транспорт – 2017: тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017.–С. 184-185.

УДК 656.56

### **СТРАТЕГИИ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ОТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ УЗЛОВ**

*И.А. Тарарычкин, Луганский национальный университет им. В. Даля, г. Луганск*

Системы трубопроводного транспорта применяют в различных отраслях хозяйственной деятельности для доставки потребителям газа, нефти, конденсата и других продуктов. Проектирование систем трубопроводного транспорта связано с предварительной оценкой их эксплуатационных свойств, определением состава, а так же с выбором рациональной сетевой структуры.

Эксплуатационные свойства и поведение трубопроводных систем при возникновении нештатных ситуаций тесно связаны с их сетевой структурой и могут быть проанализированы на ранних этапах проектирования. Блокировка отдельного транспортного узла системы представляет собой повреждение, при котором дальнейшая доставка продукта через этот узел становится невозможной. Блокировка узла равнозначна одновременному переходу в состояние неработоспособности всех сходящихся в него трубопроводов.

Если в условиях аварийной ситуации последовательная блокировка узлов происходит в случайном порядке, то такой сценарий развития событий называется прогрессирующей блокировкой. Повреждение сетевой структуры по механизму прогрессирующей блокировки узлов приводит к отключению от источника сначала некоторых, а затем и всех потребителей целевого продукта.

Повысить стойкость трубопроводных систем к развитию процесса прогрессирующей блокировки можно путем защиты некоторой части транспортных узлов. Под защитой узла понимается некоторый комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающий предотвращение перехода в состояние неработоспособности всех сходящихся в него трубопроводов при развитии аварии. Наличие защищенных узлов повышает стойкость системы к развитию прогрессирующих повреждений. Однако такого рода мероприятия является затратными, а их использование требует предварительной оценки стоимости и ожидаемой эффективности. Способность системы с защищенными транспортными узлами противостоять развитию прогрессирующей блокировки оценивается при помощи показателя стойкости  $F_Y$ , представляющего собой среднюю долю повреждаемых узлов, блокировка которых в случайном порядке приводит к разрыву связей с источником всех отключаемых потребителей целевого продукта. В дальнейшем под стратегией защиты сетевой структуры понимается общая целевая установка, принимаемая на этапе проектирования и направленная на достижение стойкости трубопроводной системы к развитию аварийной ситуации по механизму прогрессирующей блокировки узлов с учетом существующих ресурсных ограничений [1].

#### **Стратегия, основанная на защите отдельных точечных элементов трубопроводной системы**

Данная стратегия применима в тех случаях, когда существуют количественные ограничения на защиту точечных элементов сетевой структуры. Если имеющиеся ограничения позволяют защитить лишь небольшое число наиболее важных узлов, то при реализации данной стратегии следует придерживаться следующих рекомендаций.

1. Наиболее предпочтительным является вариант защиты потребителей расположенных на минимальном удалении от источника продукта.
2. Если существует возможность защиты источника целевого продукта, то ее также следует использовать в рамках реализации данной стратегии.
3. При подготовке и реализации защитных мероприятий особое внимание следует уделять приоритетной защите узлов-потребителей целевого продукта.

Таким образом, практическое использование данной стратегии следует рекомендовать в тех случаях, когда реализация защитных мероприятий в системе осложнена из-за действующих ресурсных ограничений.

#### **Стратегия защиты системы при помощи центрального кластера**

Защита сетевой структуры системы, выполненная таким образом, что близлежащие защищенные линейные элементы оказываются взаимосвязанными, приводит к формированию защитного кластера. Если в состав такого кластера входит источник продукта, то он называется центральным, в противном случае кластер является периферийным. В составе системы может быть только один центральный кластер. При этом периферийных кластеров, в том числе и содержащих потребителей продукта, может быть несколько.

Если в составе трубопроводной системы имеются потребители, отключение которых от источника целевого продукта не допускается, то предотвратить развитие такого рода событий можно включив этих потребителей в состав центрального кластера.

Рекомендовать к использованию данную стратегию можно в том случае, когда в системе присутствуют потребители, отключение которых от источника продукта при развитии аварии не допускается и при этом имеется необходимый потенциал для образования защитного кластера.

### **Стратегия защиты системы при помощи периферийного кластера**

Если использование центрального кластера для защиты системы невозможно или не целесообразно, то повысить ее стойкость к развитию процесса прогрессирующей блокировки можно при помощи периферийных кластеров.

Для достижения наибольшей эффективности защиты с использованием периферийного кластера нужно придерживаться следующих рекомендаций.

1. В состав защитного кластера необходимо включать, прежде всего, наименее удаленные от источника потребители целевого продукта.

2. Если существует возможность, то в состав периферийного кластера следует включить всех потребителей продукта.

3. Повысить защитные свойства кластера с потребителями целевого продукта можно и путем включения в его состав распределительных узлов, расположенных между кластером и источником продукта.

#### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Тарарычкин И.А. Характеристика и сравнительный анализ стратегий защиты трубопроводных систем от повреждения транспортных узлов // Газовая промышленность. № 2, 2019, с. 72-77.

УДК 67.03

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*А.С. Теленко, А.В. Шалыгин,*

*Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург*

Темпы развития нефтяной и газовой промышленности обусловлены огромным значением, которое занимают нефть и газ для развития народного хозяйства страны. Одна из немаловажных задач экономики России – разработка и реализация энергосберегающих технологий, позволяющих наиболее эффективно использовать как первичные, так и вторичные энергоресурсы. В связи с наблюдающимся ростом потребления энергоресурсов в развивающихся странах и освоением новых рынков необходимо пристальное внимание уделять развитию инфраструктуры для транспорта углеводородов, а также поддерживать существующие объекты транспорта газа в состоянии, способном обеспечить безопасность и экологичность их эксплуатации.

1 Наиболее распространенным способом транспортировки природного газа является перекачка по трубопроводам. В настоящее время средний возраст российских трубопроводов достигает предельных значений, что увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций, при этом скорость их замены остается сравнительно невысокой. Для решения данной проблемы можно предложить использование газовых гидратов, образующихся при смешении газа с водой при низкой температуре и высоком давлении. Газовые гидраты в со-

ответствующих условиях достаточно долгое время остаются в стабильном состоянии и могут использоваться для транспортировки газа на значительные расстояния.

2 Подводить газопровод к каждому малому газогидратному месторождению экономически невыгодно и не всегда оказывается безопасным, однако с необходимостью добычи газа в таких условиях человечество рано или поздно столкнется. Байкал – единственное в мире озеро, в осадках которого обнаружены газовые гидраты. При этом около 70 % площади озера оказывается потенциально гидратоносной [1]. По средним современным оценкам, ресурсы газовых гидратов в залежах составляют порядка 1100 трлн. м<sup>3</sup>.

3 Рассмотрен упрощенный способ получения газовых гидратов за счет предварительного повышения давления и использования микронных капель воды, распыляемых навстречу потоку газа. Ускоренному образованию газовых гидратов могут способствовать турбулентность, перемешивание газа в трубопроводе, добавление ПАВ.

4 В 1 м<sup>3</sup> газогидратов может содержаться 160—180 м<sup>3</sup> метана при нормальных условиях, при этом объем газа в гидрате не превышает 20 %. Поэтому с 1 м<sup>3</sup> газогидратов дополнительно можно получить около 0,87 м<sup>3</sup> талой структурированной воды. Удельный объем воды при переходе в гидратную форму увеличивается на 26-32% [2]. Несмотря на то, что из СПГ при регазификации получается 600 м<sup>3</sup> природного газа, газогидраты имеют преимущества по транспортировке как сухой пакуемый груз. Для их перевозки не требуются сложные криогенные технологии. Кроме того, для транспортировки газовых гидратов можно использовать стандартные технологии перевозки рефрижераторных морских грузов.

В настоящее время Крыловский государственный научный центр занимается разработкой проекта для компании ОАО «КБ Вымпел» по созданию судна ледового типа для транспортировки природного газа в виде газовых гидратов [3]. Преимуществами способа являются снижение энергетических и капитальных затрат на добычу и доставку газовых гидратов. Также данное судно является более безопасным способом транспортировки, т.к. обеспечивается сохранение груза в аварийной ситуации без нарушения экологии акватории. Однако для создания данного судна помимо выполнения традиционных задач (выбор основных характеристик, непотопляемости, прочности, ледового класса и т.д.) необходима разработка требований к судну по транспортному хранению и обеспечению грузовых операций с гидратами, требований к судовым системам для морской транспортировки и разработка регламентирующей документации по морской транспортировке данного груза.

Также большая безопасность такого способа транспортировки достигается за счет того, что газогидрат является менее взрывоопасным, чем сжиженный и газообразный природный газ, т.к. содержит в своем составе не только газ, но и воду. Применение данной технологии будет экономически выгодным, начиная уже с расстояния 1000 км.

Дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата (при образовании газогидратов вода очищается от примесей).

При любом способе транспортировки приоритетные направления по обеспечению необходимой степени безопасности должны быть направлены на работающий персонал транспортной компании. Усилия руководящего состава следует направить на обеспечение обучения и проверки знаний диспетчеров, включая вопросы оценки рисков при осуществлении транспортировки. Усилия диспетчерского состава следует направить на предотвращение ошибок при управлении системой транспорта природного газа. Усилия технического персонала должны быть направлены на выявление и устранение небезопасного состояния техники.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Воробьёв А.Е. Экспериментальное исследование образования газовых гидратов / А. Е. Воробьёв, В. П. Малюков, Ч. Ц. Рыгзынов // Вестник РУДН, серия Инженерные исследования. – Москва, 2012. – С. 85-92
- 2 Педченко М.М., Педченко Л.Л. Газогидратные технологии в нефтегазовой отрасли. Полтава, 2012.
- 3 Крыловский государственный научный центр [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://krylov-center.ru>

УДК 622.69

### **РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ В СРЕДЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ SIMINTECH**

*М.Д. Тельнов, НГТУ, Д.Г. Ретин, ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород*

Большая часть аварий и нештатных ситуаций на компрессорных станциях (КС) возникают во время нестационарных режимов работы, когда происходит динамическое изменение основных технологических параметров. Одна из причин — это то, что невозможно аналитически просчитать все варианты развития того или иного процесса. Такие режимы могут возникать во время запуска или останова агрегата, во время работы антипомпажной системы и т.п. Благодаря современным вычислительным технологиям в области моделирования, появляется возможность, выполнения расчетов различных вариантов, позволяющих проектировщику проверять принимаемые им решения и сразу корректировать параметры разрабатываемого объекта.

В настоящее время наиболее часто реализуемой является модульная компоновка КС. Данная компоновка содержит несколько идентичных технологических модулей (ТМ), каждый из которых содержит расположенные по потоку газоперекачивающий агрегат (ГПА), установку охлаждения газа (АВО), и трубопроводную арматуру.

Опыт проведения пуско-наладочных работ на объектах ПАО «Газпром», реализованных с использованием модульной технологии показывает, что схема технологического модуля потребовала серьезных доработок, связанных с необходимостью исключения проблем, выявленных в процессе пуско-наладочных работ, такими как:

- раскрутка ротора центробежного нагнетателя (ЦБН) в процессе заполнения контура, а также в процессе стравливания газа при останове ГПА;
- длительное время заполнения трубопроводной обвязки ТМ, а также время стравливания газа при аварийных остановах;

- большие объемы газа, стравливаемого при остановках;
- ограниченность в функциональных возможностях антипомпажного клапана (АПК).[1]

Все эти проблемы возможно было решить на стадии проектирования с помощью математического моделирования.

SimInTech – российская система программного обеспечения (ПО) для создания математических моделей, алгоритмов управления, интерфейсов управления и автоматической генерации кода для программируемых контроллеров и графических дисплеев. SimInTech представляет собой универсальную систему автоматизации расчётов для моделирования явлений и процессов различной природы в сложных технических системах. [2]

В работе представлена разработка комплексной модели, включающей в себя связанные единой базой данных сигналов математическую модели КС и систему автоматического управления технологическими процессами (АСУ ТП). Разработанную модель можно легко адаптировать под любой объект в короткие сроки в среде динамического моделирования SimInTech.

Было проведено моделирование с оценкой адекватности работы отдельных элементов технологического модуля, а именно, АВО, АПК, вала ЦБН и всей системы в целом, на таких режимах как: штатный алгоритм заполнения контура ТМ, запуска ГПА, остановов со стравливанием и без, а также были смоделированы аварийные ситуации с самопроизвольной перестановкой кранов.

Разработанная комплексная модель позволяет исследовать изменение технологических параметров газа (температура, давление и т.п.) и технологического оборудования (тепловой поток в АВО, мощность на валу ЦБН и т.п.), во время нестационарных режимов работы.

Практическое применение может быть осуществлено на всех стадиях проектирования, и во время проведения пуско-наладочных работ. При технико-экономическом обосновании, с помощью моделирования можно подобрать уставки в системе АСУ ТП, оптимальное технологическое оборудование и проследить, как будут проходить процессы на различных технологических режимах. На стадии проектирования можно уточнить расчетные модели и ранее выбранное технологическое оборудование для оценки выполнения требований технического задания, а также, оптимизировать алгоритмы управления технологическими процессами. При эксплуатации данная модель может быть доработана до тренажера для обучения персонала.

Дальнейшая интеграция программного комплекса позволит в значительной степени повысить обоснованность принимаемых технических решений на опасных производственных объектах, занимающихся транспортом, хранением и переработкой природного газа и нефти. Разработанная модель позволяет осуществлять как многопоточное проведение работ, так и расширить вариативность компоновки и схем подключения технологического оборудования в кратчайшие сроки, что повысит продуктивность и качество выполнения проектных работ соответственно.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Пужайло, А.Ф. Энергетические установки и электроснабжение объектов транспорта газа. Том 3 [Текст]: монография серии «Научные труды к 45-летию АО «Гипрогазцентр» / А.Ф.

Пужайло, С.В. Савченко, Д.Г. Репин и др. // Под ред. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.3, 2013. – 264 с. ISBN 978-5-906546-05-0

2. Колотыркин И.П. Модельно-ориентированное проектирование систем автоматического управления в пакете SIMINTECH [Электронный ресурс] / И.П. Колотыркин // ИКМ МТМТС.– 2017. – 8 с.

УДК 621.642.3;620.19

## РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ОПТИМАЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ

*М.Р. Терегулов, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара*

Работа резервуаров вертикальных стальных (РВС) в условиях сложного деформированного состояния, вызванного нагрузкой от собственного веса и действием различного рода эксплуатационных нагрузок в зоне соединения вертикальной стенки с горизонтальным днищем.

В данной работе приведены результаты расчетов напряжений, возникающих в уторном узле РВС, с целью выбора оптимальной конструкции резервуара.

Полученные результаты доказывают, что существует единственное соотношение высоты и диаметра резервуара, обеспечивающее не только минимальные эксплуатационные напряжения, но и минимальный расход металла на сооружение резервуара выбранного объема. При этом оптимальные конструктивные параметры отличаются от рекомендуемых ГОСТ 31385-2016.

В качестве примера представлена зависимость напряжений резервуаров объемом  $20000 \text{ м}^3$  при различной высоте стенки (рисунок 1).

Из графика (рисунок 1) видно, что минимальные напряжения в первом поясе возникают в РВС высотой 14 метров – 170 МПа, в то время, как в резервуарах, установленных в соответствии ГОСТ 31385-2016 [2], с высотами 12 и 18 метров возникают напряжения, соответственно равные 175 и 176 МПа. Можно сделать вывод что сооружение резервуара оптимальных размеров обеспечивают снижение напряжений, следовательно, могут быть снижены затраты на эксплуатацию, а сооружении резервуара оптимальных размеров может быть снижен расход металла примерно на 16%.

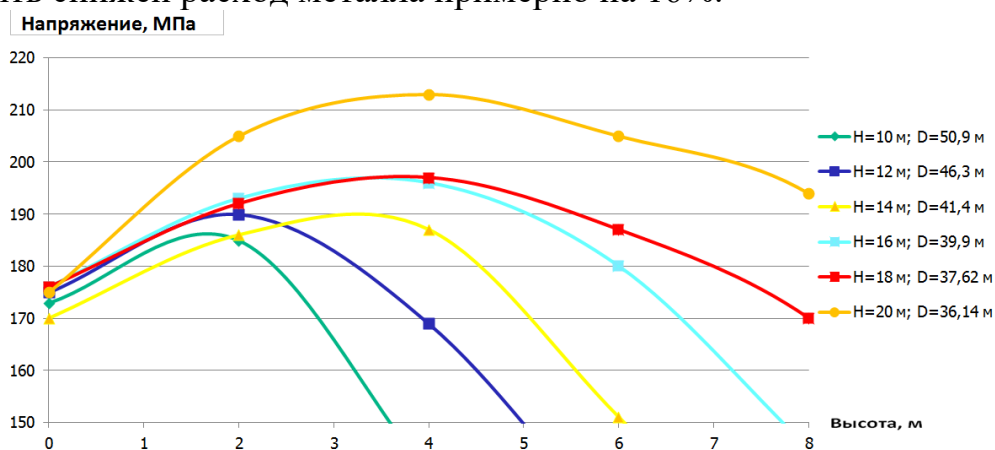


Рисунок 1 – Зависимость напряжений в стенке РВС  $20000 \text{ м}^3$  от высоты

Кроме того, предлагается самое напряжённое сварное соединение – вертикальной стенки с окрайкой днища, заменять тороидальным переходом. Конструкция состоит из соединения стенки-6 и днища – 7 при помощи тороидального перехода – 1, под который устанавливается подпятник – 2 по

всему контуру стенки. Подпятник крепится к бетонному кольцу - 5 фундамента с помощью анкерных болтов - 4 (рисунок 2).

Работа рассматриваемой конструкции при воздействии гидростатической нагрузки будет обеспечивать плавное изменение геометрии стенки и дна резервуара, что приведёт к существенному снижению возникающих в этой зоне напряжений. По результатам проведённых расчётов выявлено, что максимальное напряжение на выступе окрайки уторного узла (на примере резервуара объёмом 50000 м<sup>3</sup>) достигает 360 МПа, что превышает предел текучести, используемой стали. Это указывает на неизбежность пластического деформирования и ускоренного развития процессов образования трещин при эксплуатации резервуара. В тороидальном переходе для резервуара объёмом 50000 м<sup>3</sup>, напряжения, возникающие в зоне сопряжения стенки и дна, снижаются на 45% и не превышают 195 МПа (рисунок 3).

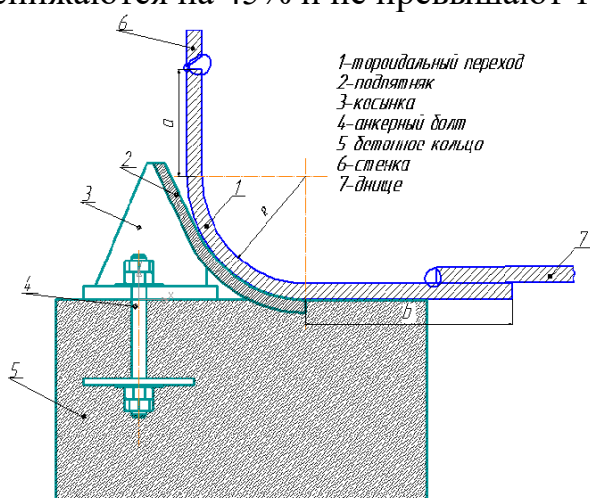


Рисунок 2– Соединение дна и стенки тороидальным переходом

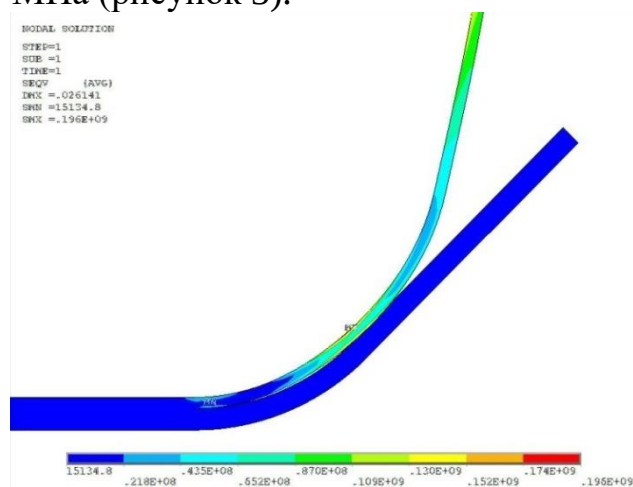


Рисунок 3– Напряжённо-деформированное состояние модернизированного узла

Можно сделать вывод, что при применении предлагаемой конструкции тороидального перехода между стенкой и дном обеспечивается снижение напряжений и, следовательно, так же могут быть снижены затраты на эксплуатацию, увеличен срок службы, а при сооружении резервуара может быть снижен расход металла примерно на 15-20%.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных цилиндрических резервуаров [Текст]/А.С. Горелов. – СПб: ООО «Недра», 2009. – 220 с.
2. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия/Межгосударственный стандарт. – М.: Стандартинформ, 2016
3. Шутов В. Е., Березин В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. – М.: «Недра», 1973. – 200с.

УДК 622.692.4.07

## ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ГЛУБОКОВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*Б.Р. Терегулов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время большое внимание уделяется технологиям обслуживания и ремонта подводных трубопроводов. Повреждение подводного трубо-



провода от внешнего воздействия является наиболее непрогнозируемой ситуацией и вместе с тем наиболее опасной с точки зрения внезапности возникновения.

Повреждения, связанные с утечкой продукта, а также протяженные повреждения ликвидируются заменой участка поврежденного трубопровода. Ликвидация дефекта поврежденного участка трубопровода может быть выполнена как с остановкой потока, так и без остановки [1].

В данной работе представлено описание современной системы ремонта трубопроводов, в том числе глубоководных.

Компания «T.D. Williamson» разработала оборудование для остановки подводной линии, чтобы обеспечить безопасную изоляцию и доступ к трубопроводу без необходимости снижения давления или затопления трубопровода. А с добавлением обводной линии ремонт трубопровода может быть завершен без прерывания производства трубопровода.

Технология «Stopples® Train Isolation System» обеспечивает отказоустойчивую изоляцию с двойным блоком и отводом без необходимости в дополнительных выпускных или вентиляционных отверстиях, и обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными технологиями изоляции [2].

Система Stopples Train подходит для использования на линиях низкого и высокого давления как на суше, так и под водой. Разработанная для достижения наивысшего уровня успешной герметизации, это одна из самых быстрых, безопасных и надежных технологий изоляции трубопроводов, доступных для операторов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Петренко, В.Е. Ремонт морских трубопроводов. Технологии для глубин, недоступных водолазам [Электронный ресурс]: Электрон. журн. – 2017. - № 1. – URL: <https://www.offshore-mag.ru/> (дата обращения: 13.04.2019).

2 T.D. Williamson Pipeline Performance [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.tdwilliamson.com/solutions/hot-tapping-and-plugging/isolation/stopples-train> (дата обращения 13.04.2019).

УДК 624.953

### **РАСЧЕТ ВЛИЯНИЯ ПРИДОННОГО ОСАДКА НА ПРОЧНОСТЬ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*Р.Д. Терехин, Р.Р. Султанбеков, М.Н. Назарова, Горный университет, г. Санкт-Петербург*

Хранение нефти и нефтепродуктов является одним из важнейших факторов для обеспечения функционирования энергетической системы государства. Поэтому достаточно остро стоит проблема конструирования и расчета резервуаров, что подразумевает рассмотрение целого комплекса вопросов по обеспечению прочности и устойчивости используемых для хранения нефти и нефтепродуктов резервуаров. Из-за проявления несовместимости, при смешении различных видов нефтепродуктов зачастую может выпадать и накапливаться донный осадок, способный значительно влиять на эксплуатационное состояние сосуда для нефти [3]. Учет влияния осадка является сложной проблемой, имеющей большое значение для обеспечения безопасности эксплуатации резервуара.

Актуальность темы вызвана практической невозможностью аналитического решения данной задачи (вызванной необходимостью решать сложнейшие

дифференциальные уравнения), а также отсутствием готовых программных средств и комплексов, решающих поставленную задачу.

Для решения задач, предполагающих рассмотрение напряженно-деформированного состояния (НДС), а также задач, связанных с массо- и теплообменом, обычно применяют программные продукты, выполняющие его расчёт при помощи метода конечных элементов [1]. Для этого модель – тело, для которого необходимо произвести расчёт параметров состояния, – разбивается на большое число мелких элементов, для каждого из которых также требуется нахождение требуемых параметров (то есть решение дифференциальных уравнений), но в упрощенном виде. Таким образом, изначально сложная задача разбивается на большое число сравнительно простых и однотипных, что позволяет применять для ее решения ЭВМ. Такие программы широко известны: это такие продукты как SolidWorks, Ansys, FlowVision и др [2].

Для решения поставленной задачи был выбран пакет программ Ansys, позволяющий с легкостью провести весь процесс исследования без необходимости использования дополнительных инструментов: проектирование РВС-20000 было выполнено при помощи Ansys SpaceClaim, построение расчётной сетки и собственно расчёт НДС – при помощи пакета Ansys Mechanical. Были выполнены два расчета: определение напряженно-деформированного состояния РВС-20000, наполненного нефтепродуктом без донного осадка и при его наличии. Получены значения напряжений и деформаций в стенке резервуара. При наличии осадка значения первых возросло на 6,5%, значения вторых – на 6,3% по сравнению со случаем, когда осадок отсутствовал.

Таким образом, было показано, что наличие в резервуаре донного осадка может оказывать ощутимое воздействие на схему напряженно-деформированного состояния, что требует ввести в расчёты, выполняемые при проектировании резервуара, дополнительных параметров, учитывающих данное явление.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Huei-Huang Lee. Finite Element Simulations with ANSYS Workbench 12 – National Cheng Kung University, Taiwan, 2010
2. Бруйка В.А., Фокин В.Г., Кураева Я.В. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: учеб. пособие – Самара: Самарский гос. техн. ун-т., 2013.
3. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти: смолы и асфальтены – Москва: Наука, 1979.

УДК 39.71:658.562.6

#### **АНАЛИЗ ВЕСОМОСТИ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА КАЧЕСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МНПП**

*Ф.В. Тимофеев, Н.Н. Хафизов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Условно, весь цикл транспортировки одной партии нефтепродукта по МНПП от момента приема в систему до момента сдачи грузоотправителю можно разделить на несколько этапов: прием в систему трубопроводного транспорта от грузоотправителей, перекачка по МНПП, хранение, перевалка на другие виды транспорта, сдача грузополучателям. На всех этапах качество нефтепродукта претерпевает изменения, связанные с воздействием различных факторов,

связанных с условиями транспортировки и физико-химическими свойствами самого нефтепродукта. Недостаточная проработанность мероприятий по обеспечению сохранности качества нефтепродуктов при транспортировке может привести к выходу показателей качества за пределы нормированных значений и, как следствие потере товарных свойств. Известно, что товарные свойства нефтепродуктов определяются уровнем их эксплуатационных свойств, обеспечивающих надежность и безотказность работы техники [1].

Организация мероприятий по обеспечению сохранности качества нефтепродуктов, при их транспортировке по МНПП предполагает определение перечня факторов, которые при определенных условиях могут оказывать воздействие на качество перекачиваемого нефтепродукта, направление и степень этих изменений. По данным многолетних наблюдений за эксплуатацией магистральных нефтепродуктопроводов изменение качества нефтепродуктов происходит в основном из-за их обводнения, загрязнения механическими примесями, смолами и нерастворимыми осадками, испарения легких фракций и смешения нефтепродуктов различных марок. Для оценки весомости данных факторов на изменение качества нефтепродуктов проведен экспертный опрос специалистов, имеющих опыт работы в области контроля качества нефтепродуктов. Для транспортируемых по МНПП видов нефтепродуктов – дизельного топлива (ДТ), автомобильного бензина (АБ) и авиационного керосина (АК) выбрано соответственно 9, 11 и 7 факторов. Общими для всех видов нефтепродуктов были приняты факторы – загрязнение механическими примесями, загрязнение продуктами осмоления, загрязнение продуктами коррозии, обводнение. Ввиду особенностей правил транспортировки методом последовательной перекачки для АК рассматривались только факторы, учитывающие возможность смешения отдельно с дизельными топливами летних и зимних марок. Для ДТ рассматривались факторы, учитывающие возможность смешения с АК, отдельно с АБ, предназначенными для применения в летних и зимних условиях эксплуатации, возможность смешения летних и зимних ДТ. Для АБ рассматривалась возможность смешения с АК, ДТ летнего и зимнего вида, АБ, вида отличного по сезонности применения от рассматриваемого и АБ различной детонационной стойкости.

Уровень воздействия каждого из факторов на изменение качественных характеристик нефтепродуктов эксперты оценивали по степени изменения основных показателей качества, значения которых для соответствующих нефтепродуктов установлены требованиями стандартов. При проведении опроса были заданы следующие ограничения пропорции смешения различных марок нефтепродуктов 90:10 по объему, обводнение 0,5% по объему. Для ДТ и АБ выбрано по 18 показателей качества, для АК – 24 показателя [2].

Влияние рассматриваемых факторов на изменение показателей качества оценивалось по бальной шкале от 0 до 10, где отсутствие воздействия оценивалось 0 баллами, а максимальное воздействие 10 баллами.

Коэффициент удельного веса каждого из факторов ( $K_{удj}$ ) определялся по формуле:

$$K_{удj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} c_{ij}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m c_{ij}}; \quad \sum K_{удij} = 1$$

где:  $n$  – количество экспертов, участвовавших в опросе;

$m$  – количество оцениваемых факторов.

$S_{ij}$  – балл, присвоенный  $i$ -м экспертом ( $i=1 \dots n$ )  $j$ -му элементу перечня ( $j=1 \dots m$ ).

Таким образом, максимальное значение  $K_{удj}$  соответствует максимальной весомости фактора в рассматриваемом перечне. По результатам экспертной оценки, проведенной с 8 экспертами предварительно установлено, что к наиболее весомым факторами для ДТ относятся: обводнение (коэффициент весо-  
мости 0,148), загрязнение продуктами осмоления (0,142) и смешение с АК (0,127); для АБ: смешение с летним ДТ (0,133), зимним ДТ (0,130) и АК (0,118); для АК: смешение с АБ (0,171), смешение с летним (0,170) и смешение с зимним ДТ (0,167).

Дальнейшую оценку уровня весомости факторов планируется провести на базе опроса более широкого круга (не менее 30) экспертов с возможностью статистической обработки результатов опроса в целях исключения данных значительно отличающихся от среднестатистических. Также в целях получения статистически значимых результатов планируется оценка информативности показателей, используемых при контроле качества нефтепродуктов [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. С.Б. Хотничук, В.В. Бортник, Ф.В. Тимофеев, А.А. Кузнецов. Совершенствование системы обеспечения качества нефтепродуктов при транспортировке трубопроводным транспортом // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов Т.7 №5. 2017, с. 88-96.
2. А.И. Кузнецов и др. Учебно-справочное пособие. Нефтепродукты. в 2 ч. Ч 1. Классификация, номенклатура, нормативные требования к качеству. 249 с.  
Д.Д. Костровский, С.Ю. Поляков, Ф.В. Тимофеев. Методика оценки информативности показателей качества масел // Нефтепереработка и нефтехимия. Москва, 1999 г. № 3, с. 28-30.

УДК 622.692.4

### **СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*А.В. Токаренко, М.Е. Дмитриев, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа*

Проблемы связанные с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в трубопроводном транспорте являются многогранными и требуют широкого изучения следующих аспектов: механизм образования отложений, процессы накопления отложений, прогнозирования и мониторинг парафинизации трубопроводов, оптимальность выбора средств и технологий очисток, в том числе их периодичности.

На процессы парафинизации существенно влияют состав и физические свойства перекачиваемой нефти, условия эксплуатации нефтепровода, особенности образующихся отложений, в том числе тепловые характеристики и физико-химические свойства.

Учитывая наличия множества факторов влияющих на образование отложений на внутренней поверхности нефтепроводов необходим системный подход к мониторингу парафинизации.

Задачей системного подхода является создание способа контроля и регулирования процесса парафинизации нефтепроводов, выбор режима эксплуатации, обеспечивающий снижение запарафинивания внутренней поверхности труб. Достоверно проведенная оценка образования АСПО (асфальтосмолопа-

рафиновых отложений) на внутренних стенках трубопровода позволяет своевременно использовать в каждом конкретном случае возможные методы снижения интенсивности запарафинивания и удаления образовавшихся отложений.

Система мониторинга должна включать в себя следующие основные блоки:

- контроль реологических параметров непосредственно на объектах, в частности на платформах шельфовых месторождений, в том числе и нефтесборных;
- контроль эксплуатационных параметров (производительность, температурные условия, перепад давления на участке трубопровода, режим перекачки нефти по трубопроводу) как сборных, так и магистральных нефтепроводов;
- отбор пробы нефти конкретного месторождения или смеси нефти различных месторождений;
- осуществление транспортных связей между точками отбора нефти (смеси нефти) и испытательного полигона с опытно-промышленным стендом;
- передачи данных на конкретные месторождения и нефтесборные платформы.

Неотъемлемой частью системного подхода к мониторингу парафинизации является полигон с опытно-промышленным стендом, для исследования процесса парафинизации нефтепроводов месторождений на конкретной нефти (смеси нефти) с условиями приближенными к реальным условиям эксплуатации с целью получения достоверных данных о процессе парафинизации конкретного нефтепровода при транспортировке конкретных нефтей при реальных эксплуатационных условиях. В результате внедрения этого звена получается технический результат в виде повышения достоверности информации о запарафинивании труб и возможности получения более точной информации о процессе парафинизации, с целью установления рациональных режимов перекачки нефти (смеси нефти) по нефтепроводам. Конкретные нефти и смеси нефти с разных месторождений направляются на испытательный полигон, на котором монтируется опытно-промышленный стенд для исследования процесса парафинизации магистральных и сборных нефтепроводов. При исследовании на опытно-промышленном стенде выбирают оптимальные режимы перекачки нефти по нефтепроводам с точки зрения снижения интенсивности парафинизации труб. Кроме того, на стенде, возможно, исследовать применение химических реагентов для предотвращения образования и удаления с внутренней поверхности труб АСПО, подобрать оптимальную дозацию и физико-химические свойства реагентов.

Предлагаемое решение проблемы парафинизации нефтепроводов позволит повысить эффективность эксплуатации трубопроводных систем за счет оптимальности режима эксплуатации нефтепровода и рациональности производства эффективных очисток внутренней полости с учетом индивидуальных условий и особенностей перекачиваемой нефти.

УДК 622.692.4.07

## **ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ**

*И.Д. Тукаев, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время перспективы развития нефтегазовой промышленности Российской Федерации связываются с освоением морских месторождений. Од-

нако, преобладающая часть углеводородных ресурсов нефти и газа сосредоточена на шельфах арктических и субарктических морей России.

Анализ техники и технологии добычи и транспорта нефти и газа с морских месторождений показывает, что успешное освоение шельфа практически невозможно без использования подводных трубопроводов. Морские трубопроводы обеспечивают сбор продукции скважин с подводно-устьевых комплексов на платформу, промысловый и межпромысловый транспорт углеводородов между платформами и берегом, перевалку нефти на танкеры или отгрузку продукции по магистральным трубопроводам потребителю. По объему капитальных вложений в морской добычный комплекс подводные трубопроводы занимают второе место после затрат на стационарные платформы.

Разработка методов и технологии сооружения указанных трубопроводов основывается на известных методах проектирования и строительства переходов через крупные реки и водохранилища. Однако существенные отличия, обусловленные природными условиями ледовитых морей, связываются с глубиной укладки, протяженностью трубопроводов, наличием дополнительных статических и динамических нагрузок от воздействия волн, течений и ледовых образований. Поэтому в условиях ледовитых морей техническая эксплуатация и ремонт трубопроводов методами, применяемыми в настоящее время, практически не осуществимы. Даже обычная операция по врезке катушки в морских условиях превращается в сложную и дорогостоящую инженерную проблему.

Наибольшую опасность для трубопроводов в ледовых морях представляют дрейфующие торосы и айсберги, которые достигают дна и внедряются в него, а также активные лито-динамические процессы переформирования морского дна в прибойной зоне. Поэтому для морских трубопроводов приобретают исключительную важность и актуальность проблемы надежности и экологической безопасности.

УДК 622.692.4.053:502/504

## **РАСЧЕТ МЕСТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ПРОПУСКЕ ВНУТРИТРУБНОГО ДЕФЕКТОСКОПА**

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

В настоящее время трубопроводный транспорт природного газа является безальтернативным по масштабу объема поставок потребителю, особенно в России. Газотранспортная система такой протяженности и разветвленности требует обеспечение непрерывности перекачки, своевременного технического обслуживания и диагностики.

Одним из самых достоверных способов технической диагностики состояния магистрального газопровода является пропуск внутритрубного дефектоскопа. Для обеспечения заданного режима перекачки газа необходимо учитывать сопротивление, создаваемое диагностическим снарядом при его пропуске по магистральному газопроводу.

Поэтому необходимо рассмотреть такую многопараметрическую задачу, как определение разности давлений до и после диагностического снаряда. Так же в задаче следует учесть оснащение снаряда байпасным устройством для перепуска газа через дефектоскоп для регулирования его скорости внутри магист-

рального газопровода. Перепускное устройство дефектоскопа, разумеется, имеет меньший диаметр чем внутренний диаметр газопровода и зависит от параметров диагностируемого объекта.

Основными параметрами, которые должны быть учтены, являются конструкционные особенности диагностируемого объекта: площадь поперечного сечения, наличие ответвлений и вставок, а также параметры транспортируемого газа: состав газовой смеси, скорость в начальном сечении и по длине газопровода, плотность в начале сечения и по длине газопровода.

Для решения данной задачи следует учитывать конструкционные особенности диагностического снаряда и байпасного устройства: геометрические характеристики диагностического снаряда, вес, скорость, диаметр перепускного отверстия, геометрические параметры и конфигурация заслонок байпаса.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коваленко, А.Н. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 1 [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Н. Коваленко, В.В. Уланов, Р.А. Шестаков. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23048> (дата обращения: 19.02.2019)
2. Коваленко, А.Н. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 2 [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Н. Коваленко, В.В. Уланов, Р.А. Шестаков. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23050> (дата обращения: 19.02.2019)
3. Коваленко, А.Н. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 1. Задачник по курсу [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Н. Коваленко, В.В. Уланов, Р.А. Шестаков. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23047> (дата обращения: 19.02.2019)
4. Коваленко, А.Н. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 2. Задачник по курсу [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Н. Коваленко, В.В. Уланов, Р.А. Шестаков. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/23049> (дата обращения: 19.02.2019)
5. Шестаков Р.А., Комаров Д.Н., Филиппов С.А. Анализ нормативных методов обнаружения утечек // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 3. – С.47-50.
6. Уланов В.В. Анализ методов регулирования скорости дефектоскопов, применяемых в магистральных газопроводах // в сборнике: магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт научно-технический сборник. Москва, 2018. С. 86-94.

УДК 622.692.4.053:502/504

### **РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ СТАНОВЛЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ МАГНИТНОГО ДЕФЕКТОСКОПА В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ**

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

В настоящее время газотранспортная система России насчитывает более 172 тыс. км, которая поставляет газ в более чем 30 стран ближнего и дальнего зарубежья. Инфраструктура таких размеров подразумевает под собой диагностику, обслуживание и ремонт проложенных трубопроводов, что само по себе является дорогостоящими мероприятиями.

Одним из основных методов диагностирования состояния стенки трубопровода является намагничивание металлической поверхности стенки трубы и дальнейшая регистрация искажения магнитного поля при попадании дефектов в

намагниченную область. Для этого необходимо поддерживать скорость дефектоскопа в определённом интервале скорости.

В докладе излагается обзор и анализ методов регулирования скорости дефектоскопа, описывается проведенный расчет становления магнитного поля в стенке магистрального газопровода при проходе магнитного дефектоскопа с продольным способом намагничивания стенки трубопровода.

Актуальность расчета этих параметров объясняется тем, что при настоящих нормах и правилах диагностирования магистральных газопроводов имеются несколько километров трубопровода в начале участка диагностирования и в его конце, которые не поддаются диагностированию ввиду недостаточной скорости дефектоскопа. Вернее, скорость нужно называть не “недостаточной”, а имеющую колебательный характер. И ввиду того, что такие колебания имеют слишком большую амплитуду для верной интерпретации данных после приема дефектоскопа, чаще всего выходят за допустимые значения максимальной и минимальной допустимой скорости, следует точно знать время становления магнитного поля в стенке трубопровода.

Время становления магнитного поля или время, за которое магнитное поле будет иметь установившийся характер и зависит от толщины стенки обследуемого трубопровода, марки стали и начальной силы намагничивания. Измеряется в десятых, а порой даже в сотых долях секунд, и поэтому после пересчета времени становления магнитного поля мы можем сделать вывод о расширении или уменьшении участка диагностируемого трубопровода, на котором снаряд-дефектоскоп получает достоверные данные о состоянии стенки магистрального трубопровода.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коваленко, А.Н. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 1 [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Н. Коваленко, В.В. Уланов, Р.А. Шестаков. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/23048> (дата обращения: 24.12.2018).
2. Коваленко, А.Н. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов Часть 2 [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Н. Коваленко, В.В. Уланов, Р.А. Шестаков. - М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – Режим доступа: <http://elib.gubkin.ru/content/23050> (дата обращения: 24.12.2018).
3. Шестаков Р.А. Влияние ответвления на режим перекачки по магистральному нефтепроводу – как частная задача параметрической диагностики сложных трубопроводов // Промышленный сервис. – 2014. – № 4.
4. Уланов В.В., Шестаков Р.А., Братчик А.С. Анализ методов регулирования скорости дефектоскопов, применяемых в магистральных газопроводах // Промышленный сервис. – 2018. – № 4.

УДК 502.55:62-641

### **КОМБИНИРОВАНИЕ ГАЗОУРАВНИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ С ТЕХНОЛОГИЕЙ РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*К.А. Федоров, М.Р. Терезулов, СамГТУ, г. Самара*

Современные экологические нормы и правила говорят о недопустимости большого количества выбросов в атмосферу паровоздушной смеси (ПВС), содержащей различные углеводороды и другие компоненты, которые наносят вред экологии. К тому же, в результате испарения теряются легкие, наиболее



ценные фракции углеводородов, что приводит к уменьшению количества и ухудшению качества топливно-энергетических ресурсов, и как следствие, наносится большой экономический ущерб производству.

В РВС для хранения данная проблема может быть решена установкой блочного полноконтактного понтона или плавающей крыши. Но в системе трубопроводного транспорта как нефти, так и нефтепродуктов в обязательном порядке применяются резервуары, предназначенные для аварийного сброса продукта, в которых происходит свободное испарение с незащищенной поверхности продукта, при этом эти РВС используются как емкости для приема партий продукта после ремонтных работ, а на некоторых станциях данные РВС используются как буферные емкости.

Использование газоуравнительной системы может являться решением данной проблемы. Соединяя газовые пространства нескольких резервуаров с одинаковым продуктом и газгольдера, она позволяет уменьшить потери от испарения и обеспечить выравнивание давления паров нефтепродуктов в связке «газгольдер – резервуар с продуктом».

Однако сама по себе газоуравнительная система несет множество ограничений, которые усложняют ее эксплуатацию и не позволяют добиться максимальной эффективности снижения потерь от испарения. Поэтому предлагается совместить газоуравнительную систему с системой рекуперации паров нефтепродуктов.

Данная комбинированная система должна решать следующие задачи:

- 1) обеспечения взрывобезопасности в районе налива нефтепродуктов, путем снижения концентрации взрывоопасных паров углеводородов;
- 2) превращения наиболее ценных фракций углеводородов в жидкую фазу с целью дальнейшего её использования (продажи);
- 3) обеспечения экологической чистоты процесса, предотвращение загрязнения окружающей среды (воздуха, воды, суши) вредными выбросами.

Можно выделить основные способы (технологии), реализованные в установках улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов: компрессионный; криогенный; абсорбционный; адсорбционный. Все перечисленные способы имеют свои преимущества и недостатки, поэтому технологию рекуперации логично подбирать под конкретный резервуарный парк.

Для наиболее точного и уместного выбора технологии рекуперации рассмотрим их основные плюсы и минусы:

Компрессионный способ.

«+» :из всех энергоресурсов использует только электроэнергию; позволяет осуществлять транспортирование и сбор газа.

«-» :нельзя осуществлять сжатие смесей, содержащих кислород (из-за опасности взрыва);требуется специальная аппаратура для согласования поступающего потока ПВС из резервуара и производительности компрессора установки, для исключения аварийно опасных ситуаций; высокие энергетические затраты на сжатие, так как степень конденсации зависит от давления сжатия.

Криогенный способ.

«+» : высокая вариативность пропускной способности; отсутствие в оборудовании механических движущихся частей и электрических агрегатов; низкая степень взрывопожароопасности.

«-» : происходит вымораживание влаги на теплообменной поверхности и замерзание её в «мёртвых» зонах; потребность в поставках жидкого азота.

**Абсорбционный способ.**

«+» : высокая степень улавливания; отсутствие больших перепадов температуры и давления; высокая надежность работы установок в любое время года.

«-» : большая металлоёмкость и габариты требуют большую площадку для размещения; потребность в абсорбенте; высокая пожаро и взрывоопасность установки.

**Адсорбционный способ.**

«+» : высокая степень очистки; технология позволяет обрабатывать малонасыщенные пары.

«-» : высокая стоимость оборудования; требуется дополнительная десорбционная и абсорбционная аппаратура; необходимость ведения циклических процессов адсорбции-регенерации усложняет систему.

Таким образом, для эффективного использования газоуравнительной системы комбинированной с технологией рекуперации паров нефтепродуктов необходим всесторонний анализ модернизируемого (проектируемого) резервуарного парка, для подбора оптимальной технологии, которая обеспечит наиболее полное и экономически эффективное выполнение поставленной задачи.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

2 Ресурсосберегающие технологии и экологическая безопасность на магистральных нефтепроводах / Н.Я. Багаутдинов, О.А. Макаренко, Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2012.

УДК 621.6.03

### **ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА ПАДЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТА В ОСТАНОВЛЕННОМ ТРУБОПРОВОДЕ**

*А.И. Фидусь, В.В. Пиенин,*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

Проблема утечек нефти и нефтепродуктов является весьма актуальной в последние годы и влечет за собой как экономические потери транспортных компаний в виде прямых потерь нефтепродукта, ухудшения его качества и задержек поставок, так и значительные экологические последствия разливов сырья [1]. Одной из главных причин утечек нефтепродуктов являются врезки в трубопровод.

В начале 2000-х годов наблюдалась тенденция к снижению количества врезок в магистральные трубопроводы, но к 2013 году динамика выровнялась [2], что может говорить, в том числе, о необходимости совершенствования механизмов поиска утечек и оценки их объемов.

В настоящее время все большее распространение получают системы обнаружения утечек (СОУ), автоматизированный комплекс программно-технических средств, предназначенный для контроля целостности трубопровода и поиска вероятных утечек. Важно заметить, что алгоритмы работы СОУ приспособлены для условий напорных трубопроводов, что влечет за собой неточности при выявлении утечек при остановке перекачки.

Определение возможности наличия утечки и оценка ее объема заключается в сравнении фактических показателей датчиков с теоретическим перепадом давления, вызванным термодинамическими процессами в остановленном трубопроводе. Наибольший вклад в падение давления флюида в остановленном нефтепродуктопроводе вносит естественное охлаждение продукта.

Падение давления нефтепродукта в стальном трубопроводе зависит от физико-механических свойств продукта и трубопровода, а величины естественного охлаждения нефтепродукта, определение которой и является наиболее затруднительным этапом оценки объема утечки [3]:

$$\Delta P = \Delta t \cdot \frac{\beta_n - 2 \cdot \alpha_{ст} \cdot (1 + \nu)}{\left( \frac{1}{E_{жидк}} + \frac{D_{вн} \cdot (1 - \nu)^2}{\delta \cdot E_{ст}} \right)}, \quad (1)$$

где  $\Delta t$  – естественное охлаждение нефтепродукта, °С;  $\beta_n$  – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, °С<sup>-1</sup>;  $\alpha_{ст}$  – коэффициент линейного расширения стали, °С<sup>-1</sup>;  $E_{жидк}$  – модуль упругости жидкости, Па;  $D_{вн}$  – наружный диаметр трубопровода, м;  $\nu$  – коэффициент Пуассона для стали;  $\delta$  – толщина стенки трубопровода, м;  $E_{ст}$  – модуль Юнга стали, Па.

Зависимость темпа остывания продукта в остановленном нефтепроводе была предложена П.И. Тугуновым [4], но вследствие множества случайных величин, использовать данную формулу весьма затруднительно. Кроме того, полученные результаты могут служить лишь для примерной оценки.

С целью учесть погрешности при определении перепада давления по формуле (1) была введена величина температурного фактора как отношение перепадов температуры на датчиках и в нефтепродукте:

$$\theta_m = \frac{\Delta T_{дат}}{T_{фк} - T_{фн}}, \quad (2)$$

где  $\Delta T_{дат}$  – перепад температуры по датчикам, °С;  $T_{фн}$  – начальная температура нефтепродукта, °С;  $T_{фк}$  – конечная температура нефтепродукта, °С.

Тогда погрешность определения перепада давления (рисунок 1) с хорошей точностью может быть найдена, исходя из выражения:

$$\varepsilon \approx 1 - \frac{1}{\theta_m}. \quad (3)$$

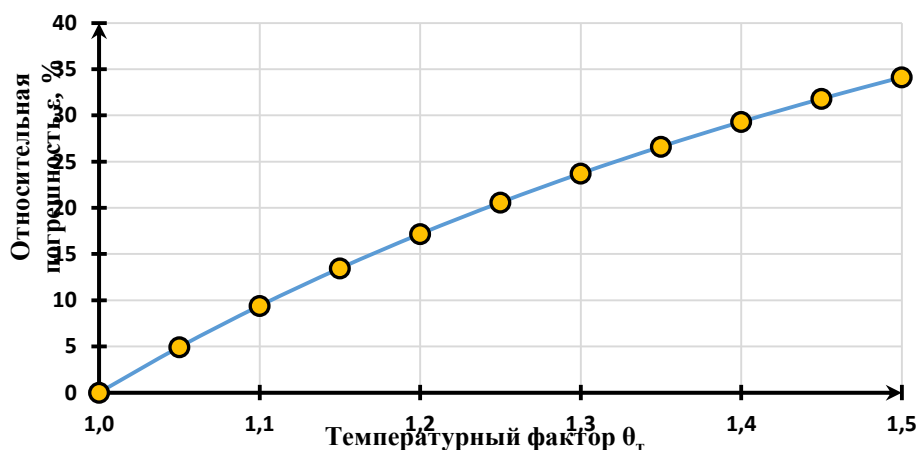


Рисунок 1 – Зависимость погрешности определения перепада давлений от температурного фактора

Описанное влияние температурного фактора на значение падения давления в остановленном нефтепродуктопроводе значительно повышает точность определения объемов утечек, что является, безусловно, необходимым в условиях политики энерго- и ресурсосбережения при транспорте сырья.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Привалов, А. Нефтяные паразиты. Как и почему из трубы «Транснефти» каждый год исчезают тысячи тонн «чёрного золота» / А. Привалов // Наша версия. – 2018. – № 12. – С. 18.
- 2 Потапенко О. Сливной бизнес [Электронный ресурс] / О. Потапенко. – М.: 2018. – Режим доступа: <http://versia.ru/nelegalnye-vrezki-v-nefteprovody-ostayutsya-ne-reshaemoj-problemoj-dlya-pravooxranitelej-i-zakonodatelej>.
- 3 Matta L. Collective effects of leakage, temperature changes, and entrapped air during hydrostatic testing // Pipeline pigging and integrity management conference – Houston, 2017, March.
- 4 Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефти и нефтепродуктов / П.И. Тугунов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.

УДК 681.7.068

### АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ

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

Утечки нефти и газа из трубопроводов представляют серьезную опасность для людей и окружающей среды. Попадание нефти и нефтепродуктов в почву и водоемы вызывает отравление растений и живых организмов. Утечки газа в свою очередь наносят серьезный вред растительности и атмосфере, а также могут стать причиной взрывов. Всё это оборачивается большими экономическими потерями и может привести к экологическим катастрофам. Являясь важной составляющей процесса эксплуатации трубопровода, локализация места утечки всегда представляла собой сложную задачу [1]. В большинстве случаев для контроля состояния магистрали используется визуальный осмотр. Наличие утечек в трубопроводе, расположенном в грунте, когда осмотр невозможен, можно определить по наличию падения давления в трубе. Однако такой метод не всегда дает достоверную информацию из-за влияния неоднородного распределения температуры вдоль трубопровода на величину измеряемого давления в нем [2]. В настоящее время наблюдается рост интереса к новым решениям по мониторингу и локализации утечек [3].

Системы мониторинга, использующие в качестве чувствительного элемента оптоволокно, активно развиваются в настоящее время [4]. Это один из наиболее перспективных типов систем мониторинга протяжённых объектов. Теоретические основы работы таких систем были заложены более 15 лет назад в работах зарубежных и отечественных специалистов. В настоящее время существует как зарубежное, так и отечественное оборудование мониторинга протяжённых объектов. Принцип работы системы мониторинга построен на основе распределенного датчика температуры, который представляет собой рефлектометр вынужденного комбинационного рассеяния света. Для создания промышленно пригодных систем такого типа производителям потребовалось решить целый ряд технических задач, включая подбор когерентных источников излучения с требуемыми характеристиками, создание интеллектуального программного обеспечения обработки сигнала, тестирование и отладку оборудования в реальных условиях [5].

Система обнаружения утечек для трубопроводов обеспечивает обнаружение утечек транспортируемых продуктов из трубопроводов по всей длине прокладки волоконно-оптического кабеля.

Возможности данной системы [4]:

- автоматическое оповещение об аварийной ситуации;
- возможность интеграции в программное обеспечение верхнего уровня заказчика;
- топографическая привязка мнемосхемы к трассе волоконно-оптического кабеля и трубопровода;
- применимы различные способы укладки чувствительного элемента в зависимости от специфики контролируемого объекта;
- возможность использования существующих волоконно-оптических линий связи в качестве чувствительного элемента;
- возможность использования одного оборудования совместно с системой охраны периметра / контроля активности.

Принцип работы системы мониторинга построен на основе распределенного датчика температуры, который представляет собой рефлектометр вынужденного комбинационного рассеяния света.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Шестаков Р.А. Влияние ответвления на режим перекачки по магистральному нефтепроводу – как частная задача параметрической диагностики сложных трубопроводов // Промышленный сервис. – 2014. – № 4. – С.13-17.
- 2 Шестаков Р.А. Ошибка метода гидравлической локации при применении на трубопроводах сложной конструкции // Промышленный сервис. – 2015. – № 4. – С.40-42.
- 3 Поляков В.А., Шестаков Р.А., Комаров Д.Н. Комплексная параметрическая методика обнаружения утечек и несанкционированных врезок на трубопроводах // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 1. – С. 40-42
- 4 Шестаков Р.А., Ганеева Л.К., Ганеева Л.К. Анализ волоконно-оптических методов обнаружения утечек в трубопроводах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – № 2. – С.56-64.
- 5 Шестаков Р.А., Ганеева Л.К., Комаров Д.Н., Яцкевич Д.А., Чупракова Н.П. К вопросу о системах мониторинга целостности трубопроводов на основе волоконно-оптических датчиков // Промышленный сервис. – 2016. – № 2. – С. 31-34.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ МЕТОДА ХОЛОДНОГО ПОТОКА НА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ**

*И.Ф. Хабибуллин, С.В. Кутаев, УГНТУ, г. Уфа*

В обеспечении потока происходит изменение по предотвращению образования гидратной пробки: от избежания к управлению образованием гидрата. В дополнение к исключению области, зависящей от времени стабильности гидрата, инженеры могут решать такие проблемы, как перезапуск линии, холодный поток, низкодозированные ингибиторы гидратов. В растущем числе ситуаций обеспечения потока управление рисками гидратообразования является более экономичным, чем предотвращение. Один аспект управления риском гидратов заключается в том, чтобы позволить частицам гидратов образовываться, но предотвращать агрегацию частиц гидратов, не образуя закупорку, гарантируя, что частицы будут течь и оставаться вовлеченными в поток.

Технология Cold Flow подразумевает низкие затраты в плане обслуживания и относительно низкую сложность системы на больших расстояниях транспортировки до платформ или объектов на суше. Основным принципом этой технологии является то, что образование гидратов допускается путем охлаждения добываемой жидкости, а гидрат переносится потоком жидкости в виде суспензии, что позволяет избежать дальнейшей агломерации частиц гидрата, которые могут закупорить трубопровод.

По сути, эта технология описывается как система, в которой добываемая углеводородная жидкость течет в голых стальных трубопроводах в термодинамическом равновесии с окружающей морской водой без химических модификаторов и тепла (схемы пассивного или активного нагрева или сохранения тепла). Холодный поток основан на том факте, что, в то время как образование твердых частиц может присутствовать в транспортируемой жидкости, движущие силы их отложений устраняются или хорошо минимизируются в процессе охлаждения. Созданная суспензия легко транспортируется и имеет потенциал прохождения через длительные затворы, и повторное рассеивание при перезапуске без засорения трубопровода.

Холодный поток является новым инструментом управления рисками для предотвращения закупорки гидратов газа при добыче нефти и газа. Это может обеспечить экономичное альтернативное решение для текущих методов обеспечения потока и потенциально может заполнить пробел, который существующие методы не могут.

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА С ЦЕЛЬЮ УЧЁТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Ю.Р. Хажиева, С.В.Кутаев, УГНТУ, г. Уфа*

Актуальной проблемой современного состояния нефтегазовой промышленности является стремление продлить ресурс работы технологического оборудования, сохраняя надлежащую безопасность его эксплуатации. На сего-

дняшний день одной из наиболее распространенных причин отказов промышленных трубопроводов является коррозия внутренней стенки трубопровода. Одним из составных элементов системы мониторинга коррозии трубопроводов являются датчики скорости коррозии. Все без исключения методы оценки агрессивности среды, основанные на измерениях скорости коррозии, требуют размещения датчика (чувствительного элемента) в потоке транспортируемой жидкости [1].

На рынке оборудования для оценки скорости коррозионных процессов представлено достаточно большое разнообразие устройств, имеющих различные принципы действия: гравиметрические, резисторные, комбинированные, работающие по принципу электрохимической ячейки [2]. В нормативной документации РФ процесс эксплуатации и обработки данных с узлов контроля коррозии документально регламентирован только для гравиметрического метода. Гравиметрический метод, или метод образцов-свидетелей, относится к массометрическим методам. Он заключается в выдержке образцов металла известных геометрических размеров в потенциально агрессивной среде в течение известного интервала времени. По убыли массы образца за это время рассчитывается средняя скорость коррозии.

Анализ разработок в области коррозионного мониторинга показал, что конструкции существующих устройств для определения скорости коррозии не предусматривают влияния напряженно-деформированного состояния трубопровода на скорость коррозии. В ряде работ [3,4] указано, что конструкции, работающие под давлением и взаимодействующие с коррозионной средой, выходят из строя быстрее и напряженно-деформированное состояние является одним из основных параметров, влияющих на скорость развития дефектов.

Поэтому целью данной работы является усовершенствование конструкции датчика скорости коррозии таким образом, чтобы датчик находился в напряженном состоянии, эквивалентном напряженному состоянию исследуемого трубопровода.

Это позволит с более высокой точностью определять функциональное состояние объекта контроля, что приведет к снижению аварийности по причине коррозии внутренней стенки трубопроводов.

Для исследования работы датчика планируется разработать численную модель в программной среде ANSYS, в которой будут создаваться такие условия, при которых датчик скорости коррозии и трубопровод будут находиться в одинаковых условиях. Для проведения моделирования будет предложена конструкция, позволяющая создавать напряжения в стальных образцах. Механические характеристики, химический состав исследуемых образцов и чувствительных элементов датчика скорости коррозии будут аналогичны. Нагрузка металла и в датчике, и в разработанной установке будет осуществляться путем изгиба.

В перспективе усовершенствованная конструкция датчика скорости коррозии позволит достоверно определять скорость коррозионных процессов металла, находящегося в напряженно-деформированном состоянии и расположенного в коррозионно-активной среде. Используемый метод создания напряжений в датчике позволит применять полученную конструкцию для мониторинга свойств коррозионно-активной среды и скорости возможных коррозионных процессов на трубопроводах, изготовленных из различных марок стали,

имеющих разные механические характеристики, находящихся в различном напряженно-деформированном состоянии при эксплуатации.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Методические указания по организации и исполнению программ мониторинга коррозии промышленных трубопроводов. – Москва: ОАО "Газпром нефть", 2009. – 53с.
- 2 Руководство по эксплуатации систем коррозионного мониторинга магистральных трубопроводов. – Москва: ООО «ВНИИГАЗ», 2004. – 108 с.
- 3 Временные технические требования к устройствам контроля скорости коррозии. – Москва: ОАО «Газпром», 2011. – 16 с.
- 4 Самигуллин Г.Х., Пыстин В.А. Экспериментальное обоснование необходимости учета напряженно-деформированного состояния металла трубопровода при проведении коррозионного мониторинга // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2015. - № 9. - С. 176-182.

УДК 622.692.48

### **ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ**

*А.В. Хакимов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа*

Нефтяные и газовые корпорации значительную часть исследований посвящают тематике энергосбережения и вопросам экологической безопасности. [1]

В ходе работе рассмотрен метод эффективной утилизации низкопотенциального тепла, которое образуется на выходе из аппаратов воздушного охлаждения системы маслоснабжения насосов. Интерес к этому вызывает то, что воздух, прогретый в ходе теплообмена, просто выбрасывается в окружающую среду, либо идет на обогрев помещения насосной, что не совсем рационально. Источниками низкопотенциального тепла на НПС могут выступать различные объекты, с которых выходит теплый воздух, например, с насосных залов [1]. В качестве способа утилизации этого тепла, предлагается использовать тепловые насосы, которые будут преобразовывать низкопотенциальное тепло в высокопотенциальное. Затем преобразованное тепло будет передаваться потребителю, например, в резервуары с высоковязкой нефтью.

В случае использования в качестве источника тепла атмосферного или вентиляционного воздуха, система отопления работает по схеме «воздух–вода». При использовании в качестве источника тепла грунта, система работает по схеме «грунт-вода».

Чтобы оценить энергетическую эффективность тепловых насосов, и сравнить их с котлами были проведены расчеты. Было рассчитано, какое количество тепла мы можем получить от тепловых насосов различной мощности, скорость нагрева резервуаров различной вместимости, а также количество затрачиваемой энергии и финансовых затрат на обогрев, от теплового насоса и котла. Эту энергию можно будет использовать не только для подогрева резервуаров, а также либо на современный обогрев помещений, либо подогрев проточной воды, либо обдумать иные способы использования избытка тепловой энергии.

Научной новизной работы является то, что расчет подобной методики подогрева днища резервуара, используя низкопотенциальный источник тепла на выходе из АВО на НПС, еще не проводился.



Исходя из выше предложенных методов и способов можно сгенерировать идею утилизации тепла на насосных станциях, с дальнейшим использованием полученной энергии. Эту энергию можно будет использовать не только для подогрева резервуаров, а также либо на современный обогрев помещений, либо подогрев проточной воды, либо обдумать иные способы использования избытка тепловой энергии.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 540 с.

УДК 622.691.4.053

### **ИНТЕРВАЛЬНОЕ РАДИАЛЬНО-УПОРНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ПРОДУКТА ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

*Ф.Р. Хаматнуров, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа*

Ведение ремонтных работ на магистральных газопроводах связано с большими потерями транспортируемого газа – до 7 млн. м<sup>3</sup> в год на 1000 км [1]. При этом большая часть продукта при демонтажнo-монтажных операциях выбрасывается в атмосферу из-за неимения возможности оперативной выработки существенных объемов газа из протяженных участков. И на этом фоне вполне очевидна складывающаяся политика газотранспортных компаний: внедрение ресурсосберегающих технологий и инструментов энергоэффективного управления транспортом продукта со сведением до минимума негативного влияния на окружающую среду. Реализация указанного подхода к сфере поддержания надлежащего уровня технического состояния магистральных газопроводов заключается, прежде всего, в разработке способов и приемов оперативного их ремонта с минимальными потерями перекачиваемого газа. Одним из решений анализируемого вопроса является вариант временной герметизации дефектной зоны с применением интервальных радиально-упорных устройств, позволяющих выдерживать определенное значение давления продукта без необходимости стравливания газа со смежных участков.

Предлагаемое устройство представляет собой цилиндрический герметичный корпус с пневмоцилиндрами как радиально-упорными узлами, центральным набухающим элементом и торцевыми манжетами. Характер его использования сводится к выборочной герметизации внутритрубного пространства ремонтируемого участка с обеих сторон. Указанное реализуется путем запасовки пары комплексов на камере пуска средств очистки и диагностики с интервалом по длине и закачки между ними инертного газа. Последнее необходимо, прежде всего, для предотвращения образования взрывоопасной газовой среды при проведении огневых работ. Перемещение устройств выполняется в потоке перекачиваемого газа, торможение – по мере закрытия ближайших линейных кранов. По достижении остановочной точки становится возможной анкеровка снаряда с помощью радиально-упорных пневмоцилиндров, приводимых в действие дистанционно. Дальнейшая герметизация внутритрубного пространства обеспечивается с использованием центрального набухающего элемента также по команде оператора. После указанных действий производятся типовые ремонтные работы без учета операций по опорожнению всего остановленного участка. По завершении монтажных работ комплексы дефиксируются и достав-

ляются в камеру приема средств очистки и диагностики под давлением транспортируемого природного газа.

Одним из важнейших характеристик устройства является его удерживающая способность, выражаемая наибольшим односторонним избыточным давлением, действующим на снаряд, при наличии атмосферного давления со стороны ведения монтажных работ. Поэтому, с целью оценки сдерживаемого давления был проведен соответствующий расчет для условий применения в магистральных газопроводах различных конфигураций: итоговые значения для газопроводов с наружным диаметром в интервале от 1420 мм до 530 мм соответствует диапазону от 0,8 МПа до 2,2 МПа. Очевидно, что с увеличением диаметра трубопровода наблюдается уменьшение удерживающей способности устройства. Однако, для всех случаев характерно существенное различие между сдерживаемым давлением  $P$  и остаточным давлением продукта в газопроводе, регламентируемое для ремонтных работ в интервале от 100 Па до 500 Па. В свою очередь, анализный расчет контактного взаимодействия опорных торцевых узлов с внутренней стенкой газопровода (рисунок 1), проведенный для одного из вышеуказанных случаев, показал сохранение целостности торцевой манжеты в условиях действия избыточного давления.

Применение подобной схемы в дополнение к ремонту магистральных газопроводов позволит отказаться от традиционной операции сброса газа в атмосферу, не потребует привлечения крупногабаритных и труднотранспортабельных мобильных компрессорных установок, что одновременно отразится как на снижении потерь коммерческого продукта, так и на итоговом времени выполнения работ.

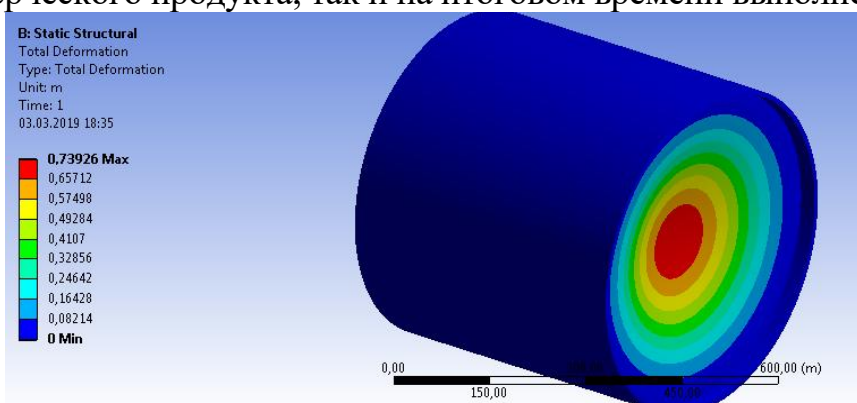


Рисунок 1 – Итоговые перемещения торцевой манжеты  
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Сайфамлюков, Э. З. Проблема утилизации газа при ремонте магистрального газопровода [Текст] / Э.З. Сайфамлюков, М.С. Ткачева, Т.А. Мирошниченко // Избранные доклады 63-й университетской научно-технической конференции студентов и молодых ученых. / Томский гос. архитектурно-строительный ун-т, Томск, гос. ун-т, Секция: Энергоресурсосберегающие технологии в инженерных системах зданий. - Томск: Изд-во ТГАСУ, 2017. - С. 777-781.

УДК 622.692.6

## **ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАЦИЙ СЛИВА-НАЛИВА В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЦИСТЕРНЫ НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*Р.М. Хусаинов, А.И. Иванов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа*

Большинство видов нефтепродуктов и нефтей транспортируются железнодорожными цистернами от мест добычи до нефтеперерабатывающего завода

(НПЗ), между НПЗ и от НПЗ до нефтебаз и складов хранения. От времени организации слива зависит эффективность использования цистерн. Слив нефтепродуктов осуществляется на сливо-наливных или сливных эстакадах.

Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, как правило, производят посредством сливного прибора, который располагается либо в нижней части цистерны (так называемый нижний слив нефтепродуктов). Если нижний слив неисправен, то используют горловину цистерны (верхний слив).

При использовании способа открытого самотечного слива нефтепродукты через сливной прибор, расположенный внизу цистерны, посредством сливных лотков доставляются в центральный желоб. Далее, из него через трубопровод нефтепродукты стекают в «нулевой» приемный резервуар, который располагается ниже земной поверхности. Поскольку при использовании такого способа возможны потери в результате процесса испарения, он применяется только для слива нефтепродуктов с низкой испаряемостью.

Чтобы устранить этот недостаток, используют способ закрытого самотечного слива. Его отличие – вместо желобов к нижнему сливному прибору подсоединяют либо гибкий рукав, либо трубу с шарнирным сочленением. Функцию центрального желоба в этом случае выполняет трубопровод-коллектор. Такие схему слива можно использовать и для бензина различных фракций, поскольку потери от испарения здесь сведены к минимуму.

Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны бывает открытой или закрытой струей и герметизированным.

Налив открытой струей подразумевает соприкосновение продукта с атмосферой, что приводит к усилению испарения (особенно светлых нефтепродуктов), а также к образованию статического электричества. Оба этих процесса являются нежелательными, вследствие чего такой налив имеет ограниченное применение только при загрузке темных нефтепродуктов.

Налив закрытой струей производится с помощью шланга, который опускают до нижней части цистерны, и струя загружаемого продукта соприкасается с воздухом короткое время – в самом начале слива. Стоит отметить, что при таком способе потери бензина снижаются примерно в два раза (по сравнению с открытой струей).

В работе рассмотрены способы организации слива и налива в железнодорожные цистерны. Проанализирована эффективность способов и показаны их особенности.

УДК622.692.4.07(285.3)

## **РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА НА БОЛОТАХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ БАЛЛАСТИРОВКИ**

*А.А. Челнокова, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа*

Трубопровод, укладываемый в болотистом и обводненном грунте, должен быть закреплен против всплытия, если он имеет положительную плавучесть. Трубопровод закрепляют одиночными утяжеляющими железобетонными и чугунными грузами, сплошным обетонированием, металлическими винтовыми анкерными устройствами и засыпкой минеральным грунтом. Проверка против всплытия трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках, выполня-

ется по расчетным нагрузкам и воздействиям из условия

$$B \geq K_m (K_{н.в} q_v - q_{тр} - q_{доп}), \quad (1)$$

где  $B$  - необходимая величина пригрузки или расчетного усилия анкерного устройства, приходящаяся на трубопровод длиной 1 м;

$K_m$  - коэффициент безопасности по материалу, принимаемый равным для анкерных устройств 1; для железобетонных, чугунных грузов 1,05; при сплошном бетонировании в опалубке 1,07; при сплошном обетонировании методом торкретирования 1,1; при балластировке грунтом - 2;

$K_{н.в}$  - коэффициент надежности при расчете устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для болот и периодически заливаемых участков 1% обеспеченности  $K_{н.в} = 1,05$ ;

$q_{доп}$  - расчетный вес продукта на воздухе, дополнительных устройств в воде, а также обледенения в воде при транспортировке продукта с отрицательной температурой;

$q_v$  - расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод (с учетом изоляции);

$q_{тр}$  - расчетный вес трубопровода (с учетом изоляции) на воздухе.

При балластировке металлическими винтовыми анкерными устройствами расчетное усилие (допускаемая нагрузка)  $B_{анк}$  определяется по формуле

$$B_{анк} = Z_{анк} k_{зр} m_{анк} N_{анк}, \quad (2)$$

где  $Z_{анк}$  - число анкеров в одном анкерном устройстве;

$k_{зр}$  - коэффициент несущей способности грунта, в котором находятся лопасти анкеров;

$m_{анк}$  - коэффициент условий работы анкерного устройства;

$N_{анк}$  - максимальная (критическая) нагрузка на один винтовой анкер.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности –М: Горная книга. МГТУ, 2010. – 392с.

2 Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы М: Недра, 1982. – 396с.

УДК622.692.4.07(285.3)

### ИССЛЕДОВАНИЕ БОЛОТ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

*А.А. Челнокова, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа*

Важное значение для проектирования имеют вопросы безопасного передвижения по поверхности болот техники на гусеничном ходу. Выдержит или не выдержит торфяная залежь разовое или многократное по одному месту передвижение строительной машины - вот основной вопрос, который волнует проектировщиков и строителей в условиях болот.

Исследования по проходимости гусеничной техники по торфяной залежи в основном проведены применительно к разработке месторождений торфа для промышленности. В этом случае торфяную залежь предварительно осушают, что значительно повышает ее несущую способность и возможность перемещения машин по ее поверхности.

Для строительства трубопроводов имеет значение проходимость болот в их естественном состоянии. Несомненно, что для расчетного обоснования возможности передвижения гусеничной техники по болоту следует использовать

прочностные характеристики торфа, и в первую очередь такой комплексный показатель, как среднее значение сопротивления сдвига  $\bar{\tau}_{\max}$  для верхнего слоя торфа толщиной 1-1,5 м. Именно в пределах данной глубины распределяется давление от гусениц машин.

Для оценки проходимости техники за основу можно взять известное решение для силы предельного сопротивления органического основания  $p_u$

$$p_u = b'(q + 5,14 \cdot c_f), \quad (1)$$

где  $b'$  - приведенная ширина опорной поверхности;

$q$  - пригрузка;

$c_f$  - расчетное значение удельного сцепления грунта.

Также при оценке проходимости техники по поверхности болот надо принимать во внимание важное обстоятельство, а именно неоднородное состояние торфяной залежи по площади. На болотах много случаев зарастания русел рек и ручьев, малых озерков, которые сложно обнаружить при инженерно-геологических изысканиях, и особенно проводимых в зимнее время. Именно в таких локальных местах может проваливаться техника при передвижении по болоту. Поэтому на болотах следует использовать вездеходную технику, обладающую к тому же плавучестью.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности – М: Горная книга. МГТУ, 2010. – 392с.

2 Амарян Л.С. Свойства слабых грунтов и методы их изучения – М.: Недра, 1990. – 220 с.

УДК 662.691.4.052.012

## К ВОПРОСУ О КЛАССИФИКАЦИИ ТОРЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ НАСОСОВ

*Д. И. Шагабудинов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа*

Эффективная эксплуатация насосных станций и насосного оборудования нефтепроводов – сокращение износа оборудования и минимизации утечки перекачиваемой жидкости из рабочей полости насоса связанные с надежностью работы торцевых уплотнений(ТУ).

В докладе предложено классифицировать ТУ на основе трех групп признаков (рисунок 1):

- внутривидовых конструктивных признаков общего характера;
- конструктивных признаков, связанных с эксплуатационными условиями;
- конструктивных признаков, связанных с фазовым состоянием уплотняемой среды.

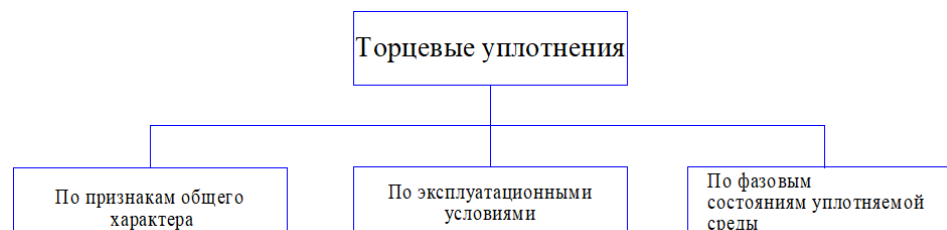


Рисунок 1

Классификация торцевых уплотнения на основе трех групп признаков

**К первой группе** признаков классификации (ТУ) можно отнести следующие внутривидовые отличительные признаки общего характера:

1 Расположение вращающегося блока относительно пространства уплотняемой среды: внутренние (ТУ); внешние (ТУ).

2 Местоположение аксиально-подвижного (поджимного) блока относительно вала: на валу (вращающийся поджимной блок, плавающий поджимной блок); в корпусе (не вращающийся поджимной блок).

3 Нагрузка в уплотняющем стыке: нагруженные (ТУ); разгруженные (ТУ).

4 По способу смазки к уплотняющему стыку пары колец: самопитающиеся уплотнения; с подачей смазки от внешнего источника.

5 Устройства снабжения смазкой поверхностей трущейся пары колец: естественные (неорганизованные); искусственные (специально организованные).

6 Тип ТУ от вида, использованного в нем устройства смазки пары трения: контактные; бесконтактные.

7 Конструктивное исполнение по типу контакта с валом: контактные, обыкновенные или бесконтактные.

8 Гидростатические ТУ: постоянного питания смазкой; импульсного питания смазкой.

9 Гидродинамические ТУ: постоянного питания смазкой; импульсного питания смазкой.

10 По числу ступеней в уплотнительном блоке: одноступенчатые; многоступенчатые.

11 Материалы уплотняющих колец (металлические, керамические, металлокерамические, графитовые и т.д.)

12 Устройства фиксации кольца от проворота относительно смежной детали блока: с фиксацией уплотняющего кольца от углового смещения; без фиксации уплотняющего кольца от углового смещения.

13 По типу устройства для осевого поджатия колец торцевой пары, выполненные на основе: пружины, сильфона, мембраны и т.д.

14 Исполнение уплотняющего кольца: в виде цельного кольца; в виде разрезного кольца.

15 Способ установки уплотняющих колец в узле: с закреплением кольца в обойме; с закреплением кольца на втулке; свободная установка кольца.

16 Вид вспомогательного (вторичного) уплотнительного элемента:

О-образное или Г-образное кольцо (резиновое, фторопластовое), манжета, мембрана, и др.

**Ко второй классификационной группе** можно отнести ТУ отличительные признаки которых связаны с эксплуатационными условиями:

1 По перепаду уплотняемого давления: уплотнения для низкого перепада давлений; уплотнения для высокого перепада давлений.

2 По частоте вращения вала: для тихоходных валов; для высокооборотных валов.

3 По температуре уплотняемой среды: для сред с температурой ниже температуры ее кипения в рабочей зоне; для высокотемпературных сред; уплотнения для низкотемпературных (криогенных) сред.

4 По времени поддержания герметизирующих (уплотняющих) свойств в процессе работы: постоянно действующие уплотнения; периодически действующие; стояночные уплотнения.

5 По требованию недопустимости выхода уплотняемой среды в окружающее пространство.

**К третьей группе** признаков классификации ТУ можно отнести отличительные конструктивные признаки узлов уплотнений, связанные с фазовым состоянием и свойствами уплотняемой среды:

1 Фазовое состояние уплотняемой среды: жидкостные; газовые.

2 По степени загрязненности (или чистоты) уплотняемой среды: для чистых сред; для абразивных сред; для сред, содержащих фекалии и волокна.

3 Газовые уплотнения: ТУ для компрессоров; ТУ для насосов и мешалок.

Использование предложенной трехгрупповой классификации ТУ по признакам общего характера упрощает вопросы их деления по конструктивным признакам.

Безусловно, предложенная классификация характеризуется большей полнотой и детализацией признаков, но не лишена недостатков и открыта для дальнейшего совершенствования и осмысления как в части ее построения, так и в отношении разделения (объединения) отдельных признаков в представленной иерархии.

УДК 622.692.4.004.67

## **УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ И ВРЕМЕНИ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ НЕФТИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НАСОСАМИ НПС**

*И.Р. Шамсутдинов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа*

Одной из актуальных задач, при проведении ремонтных работ магистральных нефтепродуктопроводов, как правило, с остановкой перекачки и освобождением ремонтируемого участка от нефти, является автоматизирование методики расчета объемов и времени освобождения от нефти участков магистральных трубопроводов насосами НПС в резервуарный парк. При этом от точности расчетов в целом зависит и время простоя трубопровода на ремонте. Количество времени отведенного под ремонт действующих магистральных трубопроводов с остановкой перекачки регламентировано. Однако невозможно начать мероприятия по ремонту нефтепровода, пока он заполнен перекачиваемым продуктом. Поэтому задача формализации и автоматизации методики расчета является весьма актуальной.

В РД-75.180.00-КТН-155-14 [1] расчет времени и объема решается с графо-аналитическим методом. В статье рассмотрен пример расчета при опорожнении участка нефтепровода «Юргамыш-Ленинск (ТОН-2)» насосами НПС, с привязкой данных из программы для гидравлических расчетов нефтепроводов «ГРАНС» [2] и с использованием в качестве прикладной программы Microsoft Excel, с общей протяженностью 103,4 км (с 436,7 до 540,1 км) с учетом изменения уровня разлива, так и без учета. При проведении ремонтных работ в 470 км, время на освобождение составляет 0,797 часов, в то время графо-аналитическим методом без учета изменения уровня разлива составляет 2,079

часов. При этом общая длина опорожненного участка с учетом уровня взлива составляет 2,977 км и максимальный объем откачиваемой нефти 1106,661 м<sup>3</sup>, а без учета уровня взлива длина 23,8 км и объем 2915,5 м<sup>3</sup>. Погрешность расчета по объему составляет 162%, это означает, что не вся нефть освободиться с нефтепровода, и для опорожнения оставшийся нефти необходимо использовать ПНУ (передвижные насосные установки).

Достоинствами методики является:

- отсутствие необходимости графического определения величины гидравлического уклона для каждого рассчитываемого участка;
- отсутствие необходимости, определения угла наклона трассы нефтепровода на каждом анализируемом участке к горизонтали, в отличие от методики, предложенной в работе [3];
- отсутствие необходимости в проведении расчетов с использованием продольного профиля трассы [1];
- привязка геодезических отметок к сечениям нефтепродуктопровода на участках освобождения;
- учет изменения уровня взлива в резервуарном парке;
- автоматизация расчетов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД-75.180.00-КТН-155-14. Методика расчета объемов и времени освобождения от нефти и нефтепродуктов участков магистральных трубопроводов для проведения плановых работ. М.: 2014. – 68 с.
- 2 Свид. об офиц рег. программы для ЭВМ №2005610784. Программный комплекс «Гидравлический расчет нефтепроводных систем» «ГРАНС»/ Козачук Б.А. и др. М.:Роспатент, 2005
- 3 Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н., Галлямов В.М. Исследование процессов истечения нефти при опорожнении трубопровода для ремонтных работ. Интегральная модель расчета времени опорожнения / Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.- 2015.- № 4.-С.9-13.

УДК 622.691.4

### **РАСЧЕТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА СЕЙСМООПАСНЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «СИЛА СИБИРИ»**

*Т.Р. Шангареев, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа*

Трасса магистрального газопровода «Сила Сибири» по всей своей длине расположена в сейсмоопасных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Максимальная интенсивность  $I$  сейсмических сотрясений по трассе газопровода составляет 6,0-8,0 баллов с 10%-ой вероятностью превышения расчетной интенсивности в течение 50 лет (карты общего сейсмического районирования ОСР-2016-А). Для магистрального газопровода в условиях сейсмической активности актуальным является вопрос оценки риска аварий в результате сотрясений и рассмотрения возможных средств и способов защиты трубопровода [1].

В работе был проведен анализ риска возникновения аварий в результате сейсмического воздействия на трубопровод с применением статистического метода расчета вероятности событий, а также оценена эффективность мероприятий по повышению сейсмостойкости трубопровода [2].

Частота аварий магистральных трубопроводов оценивается на основе среднестатистической информации об интенсивности аварий за последние 5



лет. Частота возникновения землетрясений различной интенсивности на участках трубопровода определяется по картам ОСР-2016.

Трубопровод разбивается на участки с различной интенсивностью землетрясений. Далее определяется математическое ожидание участков, где возможны аварии при землетрясении для каждой из карт ОСР. После этого вычисляются условные вероятности аварий на трубопроводе и проводится оценка риска аварий на трубопроводе с учетом возможной опасности. Риск аварии на всем протяжении трубопровода от сейсмического воздействия принимается равным максимальному значению из рассчитанных рисков для каждой карты ОСР. Учитывая, что аварийные события могут происходить независимо друг от друга, конечный результат вычисляем в виде интегрального риска аварии трубопровода.

В результате проведенных расчетов были сделаны выводы о риске возникновения аварии на трубопроводе «Сила Сибири» и необходимости использования дополнительных средств защиты трубопровода от сейсмического воздействия, эффективность использования которых также была оценена.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Напетваридзе Ш.Г. Сейсмостойкость магистральных трубопроводов и специальных сооружений нефтяной и газовой промышленности / Напетваридзе Ш.Г., Гехман А.С., Спиридонов В.В., Каюмов А., Омеляненко В.А., Рашидов Т.Р., Хожметов Г.Х., Гогелин Т.И., Двалишвили Р.В., Уклеб Д.К. – М.: Наука, 1980. – 172 с.
2. Ларионов В.И. Анализ риска аварий магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках / Ларионов В.И., Гумеров Р.А., Новиков П.А., Фролова Н.И., Зайнуллина С.Р. // Нефтегазовое дело. – Уфа: УГНТУ. – 2016. – т.14, №4, С. 82-86

УДК 621.6

### **ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТЯЖЕННЫХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ КАК СРЕДСТВО ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Е.В. Шевалдина, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород*

При эксплуатации магистральных трубопроводов зачастую возникают проблемы, приводящие к разгерметизации трубы.

Существуют различные методы и средства обнаружения утечек на линейной части магистральных трубопроводов, которые имеют свои преимущества и недостатки. Для максимальной достоверности этих методов, их используют в комбинации, что во многих случаях является достаточно трудоемким и неоперативным процессом.

Использование волоконно-оптических систем мониторинга имеет ряд отличительных преимуществ:

- поиск в режиме реального времени;
- максимальная скорость обнаружения утечки;
- высокая точность обнаружения места утечки;
- оценка объемов утечки от 1% мгновенного расхода продукта;
- простота установки и эксплуатации;
- полностью автоматизированная работа системы [1].

Определение местоположения утечек жидкости или газа из трубопровода производится по информации о распределении температуры вдоль оптического волокна, проложенного вдоль контролируемого объекта. Подземный трубопровод является источником тепла, поэтому он оказывает сущест-

венное влияние на изменение температуры окружающего его грунта. В общем случае тепловой поток направлен от теплоносителя (трубопровод) к поверхности земли и затем в окружающую среду.

При возникновении утечки происходит образование теплового пятна, которое сопровождается изменением температуры под действием постоянного перепада давлений у стенки трубопровода. В зависимости от транспортируемого продукта происходит повышение температуры грунта, в случае утечки нефти, либо снижение температуры, в случае утечки газа

Математическое описание тепломассообмена включает систему дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих нестационарные трехмерные поля скорости, температуры, концентрации, и краевые условия, задающие взаимодействие объекта с окружающей средой [2].

В общем виде, распределение температуры представляется в виде уравнения:

$$T = T(t, x, y, z); \quad (1)$$

Задача распространения теплового потока описывается уравнением теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right), \quad (2)$$

где  $\lambda$  – коэффициент температуропроводности:

$$\lambda = \frac{k}{\rho \cdot C_v}, \quad (3)$$

где  $k$  – теплопроводность;

$\rho$  – плотность;

$C_v$  – удельная теплоемкость.

Расчетная схема с указанием граничных условий представлена на рисунке 7. Для получения решения и его визуализации, была использована надстройка программы Matlab. Результат расчета приведен на рисунке 1, где в качестве исходных данных было принято сечение нефтепровода с температурой нефти  $t_n = 37,5$  °С, температурой стенки  $t_{cm} = 37,07$  °С и температурой грунта  $t_{gp} = 11$  °С.

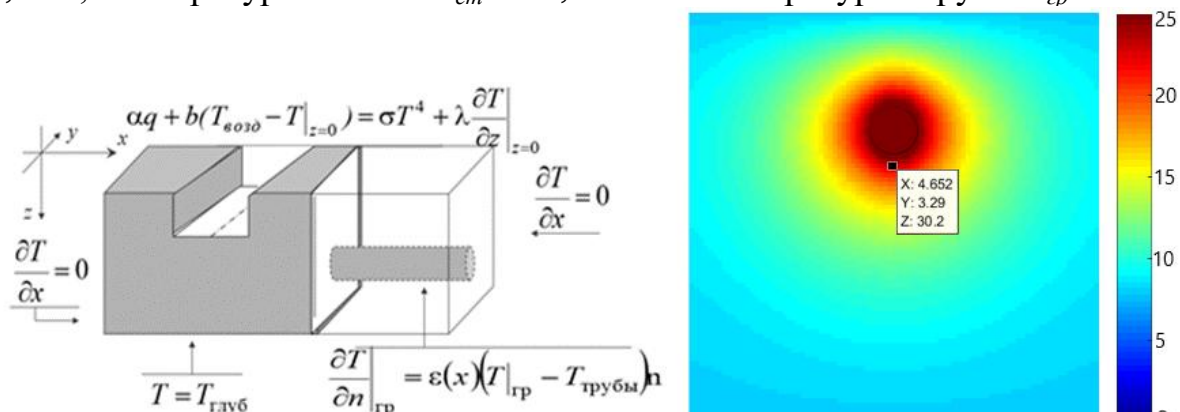


Рисунок 1 – Расчетная схема определения температурного поля трубопровода и результат расчета температурного поля нефтепровода в Matlab

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Псёл Н.А. СОУиКА «ОМЕГА»: безопасное обнаружение утечек с помощью распределенного акустического датчика // Транспортировка нефти и газа: Обзор. информ. – 2014. – №5. – 4 с.

2 Marc Nikles, Bernard Vogel, Fabien Briffod, Stephan Grosswig, Florian Sauser, Steffen Luebbecke, André Bals, Thomas Pfeiffer. Leakage Detection using Fibre Optics Distributed Temperature Sensing // 11th SPIE Annual International Symposium on Smart Structures and Materials (San Diego, California, USA, March 14-18, 2004): Proc. SPIE Vol. 5384. – pp. 18-25.

УДК 620.196.5

## **ВОДОРОДОИНДУЦИРОВАННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ТРУБНОЙ СТАЛИ**

*А.А. Шестаков, Л.П. Худякова, И.Р. Фархетдинов,  
НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

Процессы коррозии в кислых средах сопровождаются восстановлением водорода, около 4% которого диффундирует в сталь, вызывая наводороживание. Доля диффундирующего в сталь водорода в сероводородсодержащих средах на порядок выше и может достигать 40 %.

Накопление водорода в дефектах металла вызывает значительное ухудшение эксплуатационных характеристик материала, изменяя упругие, прочностные и прочие эксплуатационные и физико-химические свойства металлов и сплавов. Накапливаясь в металле, водород вызывает его охрупчивание [1-2].

При накоплении атомарного водорода происходит рекомбинация его атомов в молекулярную форму. Так как образующийся газообразный водород занимает значительный объем, процесс перехода водорода из атомарного в молекулярное состояние приводит к возникновению избыточного внутреннего давления, достигающего 200...400 МПа. Это приводит к возникновению высоких растягивающих напряжений и может приводить к образованию микротрещин. После стадии зарождения трещина, инициированная водородом, формируется по механизму слияния (объединения) нескольких пор. Образовавшиеся трещины распространяются преимущественно через твердые и хрупкие составляющие микроструктуры.

В работе исследованы процессы коррозии и наводороживания металла в минерализованных водных средах при содержании в них сероводорода до 135 ppm. Для испытаний в качестве исходной среды использовались растворы NaCl с минерализацией 0,5%, 1% и 2% NaCl, обескислороженные продувкой инертного газа в течение 0,5 ч. Необходимое содержание сероводорода в среде (35, 100 и 135 ppm) устанавливали добавлением насыщенной сероводородом минерализованной воды.

Для исследований использовались образцы размерами 40x10x2 мм из стали Ст.20. Испытания проводились в термошкафах при температурах 20, 40 и 60 °С. Время испытаний составляло 30 суток. В качестве метода определения скорости коррозии применяли гравиметрический метод.

С ростом минерализации водной среды, содержания сероводорода и температуры, скорость общей коррозии увеличивается, достигая 0,1 мм/год при содержании сероводорода 135 ppm и температуре 60°C.

Характер коррозионных поражений образцов указывает на развитие в условиях испытаний как общей, так и локальной коррозии. Скорость локальной коррозии, определенная по глубине коррозионных поражений, превышает скорость общей во всем интервале исследованных температур и минерализации

водной среды и максимальна при 20-40°C, составляя 0,3-0,4 мм/год; при 60°C с ростом содержания сероводорода в среде коррозия приобретает более общий характер, хотя её значения остаются ниже локальной в два раза.

Протекание процесса наводороживания металла может вызывать образование пузырей (блистерингов) на его поверхности. Характер поверхности образцов после испытаний (рисунок 1а) показывает, что образование блистерингов наиболее интенсивно протекает при температуре 20°C.

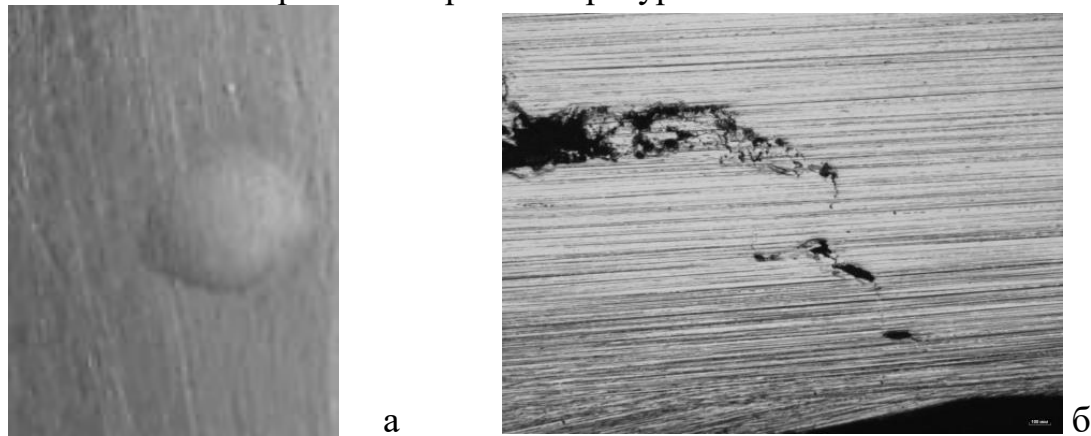


Рисунок 1 – Рельеф образца (а) и поперечный шлиф образца после испытаний

Металлографические исследования показали, что блистеры – результат образования трещин, ориентированных под углом 45° или параллельно поверхности. Сливаясь, трещины могут выходить вблизи краев блистера на поверхность образца, в результате чего, блистер вскрывается (рисунок 1б).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гельд П. В., Рябов Р. А., Кодес Е. С. Водород и несовершенства структуры металла. – М.: Металлургия, 1979.-221 с.
2. Верт Ч. Водород в металлах. Т. 2. Прикладные аспекты / Под ред. Г. Алефельда, И. Фелькля. – М.: Мир, 1981.-390 с.

УДК 622.691.4

### **ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ СЛОЖНОЙ КОНСТРУКЦИИ**

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

Одной из главных задач обеспечения экономической эффективности и надежности трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов является контроль целостности стенки трубопровода (ТП) в процессе эксплуатации [1]. Поэтому возникает необходимость совершенствования уже существующих и разработки новых методик контроля целостности ТП – методик обнаружения утечек и несанкционированных врезок (УНВ).

В ходе анализа существующих норм [2] и литературы были выявлены допустимые пределы точность контрольно-измерительных приборов (КИП), используемых на ТП, а также недостатки существующих систем и методик обнаружения УНВ [3,4]. В следствии чего была разработана комплексная методика обнаружения УНВ на трубопроводах переменного внутреннего диаметра (имитация роста распределенных сопротивлений, раскладка труб по толщине стен-

ки, различный сортамент и уменьшение толщины стенки в следствии коррозионных процессов), на котором отсутствуют пункты замера давления на линейной части [5].

$$\{D \neq const\} \cup \{Q_o \text{ фиксируется}\} \cup \{\text{нет КИП по } P\}. \quad (1)$$

Для реализации данной методики необходимо измерять параметры режима в начальном и конечном сечении ТП

$$(P_n, P_k, Q_n, Q_k), \quad (2)$$

где  $P_n$  – давление в начальном сечении нефтепровода, [Па];  $P_k$  – давление в конечном сечении нефтепровода, [Па];  $Q_n$  – расход в начальном сечении нефтепровода, [м<sup>3</sup>/с];  $Q_k$  – расход в конечном сечении нефтепровода, [м<sup>3</sup>/с].

Таким образом, зная параметры режима на концах контролируемого участка (2), а также параметры труб и транспортируемого продукта, можем провести расчет двух режимов. Место, в котором полные напоры данных двух режимов равны, и будет местоположением УНВ.

Данный подход расширяет применение метода гидравлической локации и уточняет результат локализации УНВ на трубопроводах сложной конструкции.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Шестаков Р.А., Ганеева Л.К., Ганеева Л.К. Анализ волоконно-оптических методов обнаружения утечек в трубопроводах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – № 2. – С.56-64.
- 2 Шестаков Р.А., Комаров Д.Н., Филиппов С.А. Анализ нормативных методов обнаружения утечек // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 3. – С.47-50.
- 3 Ангалев А.М., Антипов Б.Н., Короленок А.М., Комаров Д.Н. Модель процесса диагностирования нефтегазовых объектов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 3. – С.58-62
- 4 Шестаков Р.А. Ошибка метода гидравлической локации при применении на трубопроводах сложной конструкции // Промышленный сервис. – 2015. – № 4. – С.40-42.
- 5 Шестаков Р.А. Метод параметрической локализации утечек и несанкционированных врезок на магистральных нефтепроводах сложной конструкции // Промышленный сервис. – 2016. – № 1. – С.19-23.

УДК 621.317, 621.6

### НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*А.И. Шеферов, В.В. Мусонов, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород*

Задачей электрохимической защиты (ЭХЗ) стальных подземных трубопроводов является обеспечение полной защищенности металла трубы от процессов коррозии. С течением времени электрические параметры трубопроводов с изоляционным покрытием и окружающим его грунтом ухудшаются. В этом случае для выполнения условия защищенности необходимо изменять выходные параметры установок ЭХЗ.

Эффективность работы средств ЭХЗ оценивается исходя из соответствия по времени и по протяженности фактического значения защитного потенциала трубопровода требованиям нормативной документации. В численном виде эф-

эффективность работы ЭХЗ может быть описана соответствующими коэффициентами защищенности.

Однако, помимо величины защитного потенциала не маловажным параметром, характеризующим состояние ЭХЗ, является величина силы тока, протекающего вдоль трубопровода. Возможность контроля величины силы тока позволяет также оценить величину блуждающих токов оказывающих влияние на трубопровод.

В настоящий момент наиболее распространенными методами контроля величины силы тока в трубопроводе являются метод падения напряжения и метод компенсации тока. Оба метода имеют схожие недостатки: невозможность определить силу и направление тока каждой установки катодной защиты в точке измерения, определение суммарного тока от всех источников (токи от нескольких установок защиты и блуждающие токи). [1]

Для определения величины силы тока в трубопроводе может быть использован метод, принцип работы которого основан на измерении величины напряженности электромагнитного поля, созданного протекающим по трубопроводу током, специальными датчиками. Данный метод позволяет определять величину силы постоянного тока в любой точке контроля и хорошо подходит для решения задач мониторинга.

В приборах реализующий метод бесконтактного измерения силы тока качестве магниточувствительных датчиков могут быть использованы: магниторезисторы (измерение напряженности в зависимости от изменения сопротивления проводника), элементы Холла (измерение напряженности в зависимости от изменения поперечной разности потенциалов) или феррозонды (измерение напряженности в зависимости от величины индуцируемой электродвижущей силы).

На сегодняшний день известны приборы, реализующие бесконтактный метод измерения силы тока: «БИТА-2» (производитель АО «Гипрогазцентр»), «ERA-MAX» (производитель «НПП ЭРА») и Radiodetection «Stray Current Mapper» (производитель «Radiodetection»). Все эти приборы используются для оценки величины катодного тока, протекающего вдоль трубопровода, а также применимы для идентификации влияния и определения величины силы блуждающих токов, действующих на трубопровод.

Несмотря на существенную и широко проработанную научно-техническую базу приборы, реализующие метод бесконтактного измерения силы тока, применяются достаточно редко, требования, регулирующие их применение, отсутствуют.

Для возможности применения бесконтактных датчиков тока в целях мониторинга величины силы тока был разработан оценочный критерий, по которому определяется эффективность работы ЭХЗ. Условием эффективной работы средств ЭХЗ защиты является соответствие измеренного (фактического) значения силы тока расчетному значению, вычисленному по следующей формуле [2]:

$$I_p = \frac{I_0}{2} \cdot \frac{\operatorname{sh}[\alpha(L-x)]}{\operatorname{sh}(\alpha L)}, \quad (1)$$

где  $I_0$  – выходной ток установки катодной защиты, А;

- $\alpha$  – постоянная распространения тока, 1/м;  
 $L$  – длина плеча защиты установки катодной защиты, м;  
 $x$  – расстояние от точки дренажа СКЗ до точки определения величины силы тока (место установки датчика), м.

Измерения величины силы тока выполняются при включенной и выключенной установке катодной защиты. Это необходимо для того, чтобы скомпенсировать влияние на магниточувствительный датчик магнитного поля Земли и остаточной намагниченности металла трубопровода.

При защите контролируемого участка трубопровода несколькими установками катодной защиты, измерения величины силы катодного тока от каждой установки защиты выполняется поочередно.

Если измеренная величина силы тока в точке контроля меньше расчетного значения, то следует вывод о том, что:

- настройки установки катодной защиты не оптимальны, защитный потенциал выше максимально допустимых значений;
- на данном участке трубопровода ухудшилось состояние изоляционного покрытия.

Если измеренная величина силы тока в точке контроля больше расчетного значения, то следует вывод о том, что:

- настройки установки катодной защиты не оптимальны, поляризационный потенциал ниже минимально допустимых значений;
- на данном участке имеется влияние блуждающего тока.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Карнавский, Е.Л. Новое оборудование в системах дистанционного коррозионного мониторинга / Е.Л. Карнавский // Коррозия территории нефтегаз, 2013. – № 2. – С. 4 – 6.
2. Бэкман, В. Катодная защита от коррозии: справочник // В. Бэкман, В. Швенк. – М.: «Металлургия», 1984. – 496 с.

УДК 620.193.81

### **ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННООПАСНОГО МИКРОБНОГО КОНСОРЦИУМА ТИПА БИОПЛЕНКИ**

*А.В. Широков, Л.П. Худякова, А.А. Шестаков, А.Д. Хажиев,  
Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть»*

В научной теории и практике в области исследования микроорганизмов полагается, что для роста и развития микроорганизмов необходимы источники органического и минерального питания.

Особенностью формирования микробных консорциумов в местах укладки магистральных трубопроводов и продуктопроводов (МТ и МПП) является лимитирование тех или иных элементов питания в зависимости от минерального состава почв и доступности источников органического вещества преимущественно растительного происхождения. В зависимости от внешних условий и типа почвогрунта складывается основной фактор коррозионной агрессивности почвогрунта – качественный и количественный состав микробного консорциума [1].

Считается, что в верхних слоях почвогрунта (в основном, до 1,0 м от поверхности) складываются аэрофильные условия и до 90% микроорганизмов здесь обитающих, являются аэробами или аэрофилами. С увеличением глубины

до 1,5-2,0 м можно говорить о преобладании микроаэрофильных и анаэробных микроорганизмов (до 70-80% по литературным данным). Однако, немаловажным фактором, влияющим на формирование микробного консорциума, является механический состав грунта и его водо- и газопроницаемость, как в почву (азот и кислород), так из нее (углекислый газ, метан, аммиак, сероводород и т. д.). При увеличении в составе почвогрунта фракций гравия и песка свыше 10-20% улучшается газообмен и кислород (в основном, растворенный) способен достигать глубин залегания МТ И МПП – до 2,0 м и более. При большей плотности почвогрунта, газообмен затрудняется, и создаются предпосылки для создания анаэробных условий.

К группе анаэробных микроорганизмов относятся сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) – наиболее коррозионноопасный вид микробов. Таким образом, уровень развития популяции СВБ (примерно в 90% случаев) определяет уровень коррозионной агрессивности почвогрунта. СВБ относятся к группе анаэробных микроорганизмов, но не облигатных (строгих) а факультативно микроаэрофильных, т. е. могут развиваться в присутствии микроколичеств кислорода, и, что наиболее важно, взаимодействовать с аэробными и аэрофильными микробами других видов и классов.

Наиболее уникальным видом такого взаимодействия является биопленка – особый вид микробного консорциума. В состав биопленки могут входить сотни различных видов микроорганизмов, относящихся к десяткам родов.

Наиболее распространенный состав биопленок включает следующие типы микробов [1]:

1. Железобактерии: *Galionella*, *Leptotrix*, *Crenotrix*, *Siderocapsa*, *Athrobacter*;
2. Нитчатые зооглейные микроорганизмы: *Sphaerotilusdichotomus*;
3. Сульфатредуцирующие микроорганизмы: *Desulfovibrio*, *Desulfotomaculum*;
4. Гетеротрофные аэробные и аэрофильные бактерии: *Pseudomonas*, *Aeromonas*, *Alcaligenes*, *Acinetobacter*, *Artobacter*, *Bacillus*, *Flavobacterium*, *Nocardia*, *Sphingomonas*, *Agrobacter*;
5. Микроскопические грибы: *Cladosporium*, *Phoma*, *Alternaria*, *Exophiala*, *Aspergillus*, *Penicillium*, *Cephalosporium*.

Такой микробный консорциум (биопленка) является наиболее выгодным с точки зрения обеспечения энергией типом микробного взаимодействия. Биопленки также имеют повышенную стойкость к внешним воздействиям за счет формирования общего полисахаридного «купола». Микроорганизмы адсорбируются на поверхности защитного полимерного покрытия или металла и обмениваются между собой продуктами жизнедеятельности (метаболитами). Биопленка построена по принципу синергического взаимодействия по типу многоэтажного дома.

При этом на «верхних этажах» биопленки обитают аэробы и аэрофилы, метаболиты которых являются питанием для «нижних этажей» - микроаэрофилам и анаэробам. Выделяемые последними газы и экссудаты также ассимилируются в «верхних этажах». В этом случае численность микроорганизмов мо-



жет значительно превышать (на несколько порядков) значения для развития микробов в монокультуре.

Продукты жизнедеятельности многих видов микробов и их локальная концентрация являются наиболее важной отличительной особенностью функционирования биопленки.

В таких условиях СВБ получают дополнительные источники минерального и органического питания не за счет почвы, а за счет членов микробного консорциума – биопленки и их численность на локальных участках может возрастать в геометрической прогрессии. Т. к. особенностью воздействия СВБ на металл трубопровода является образование питтингов и язв, то локальное коррозионное поражение металла пропорционально численности СВБ на данном участке.

Так как в составе биопленки возможности по увеличению численности и расширению ареала обитания у СВБ возрастают, то структурная организация коррозионноопасных микроорганизмов в виде биопленки является наиболее опасной с точки зрения локальной коррозии.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Л. П. Худякова, А. А. Шестаков, И. Р. Фархетдинов, А. В. Широков. Оценка опасности биокоррозии подземных стальных сооружений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 1. С. 232–239.
- 2 Л. М. Пуриш, Л. Г. Асауленко, Д. Р. Абдулина, В. Н. Васильев, Г. А. Иутинская. Роль экзополимерного комплекса в формировании биопленки на поверхности стали коррозионно-агрессивными бактериями // Прикладная биохимия и микробиология. 2012, Т 48. № 3 С. 294-301.

УДК 622.691(470.1)

### **ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

*Н.А. Шуклина, М.М. Бердник, УГТУ, г. Ухта*

Магистральные трубопроводы являются опасными объектами, эксплуатация которых требует знания большого объема нормативно-технической документации. Магистральные газопроводы, проложенные на территории Крайнего Севера, эксплуатируются в области распространения многолетнемерзлых грунтов. Нормы и правила, которыми руководствуется проектирование магистральных газопроводов не учитывают напрямую дополнительные продольные деформации, которые, как правило, могут возникнуть при прокладке и эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера. Газопроводы эксплуатируются в суровых природно-климатических условиях. Это, прежде всего широкий интервал температур от +40 °С, в летний период, до -60 °С – в зимний период, а также наличие криогенных процессов, речные и болотные переходы, создающие нестабильное напряженно-деформированное состояние (НДС).

Северные трубопроводы практически на всем своем протяжении имеют взаимодействие с мерзлыми грунтами, остальные же участки проложены в условиях слабонесущих грунтов. В теплое время года, имеют место немалые поперечные перемещения упругой оси газопровода. В зимнее время газопроводы подвергаются большим продольным усилиям растяжения. В связи с этим усло-

вия устойчивости газопроводов, которые возводятся в местах с многолетне-мерзлыми грунтами, а также характер преобразования мерзлотной обстановки при строительстве и эксплуатации определяются условиями грунта и условиями мерзлоты.

Во время эксплуатации газопроводов смена естественных геокриологических условий происходит нарастание одних геокриологических процессов, негативно влияющих на газопровод, и активация других, таких как пучение грунтов, термокарст, морозобойное растрескивание, солифлюкция, формирование повторно-жильных льдов (ПЖЛ) и термокарст по ПЖЛ. Зачастую, каждый из вышеперечисленных процессов характеризуется сочетанием различных факторов.

Пучение грунтов происходит при промерзании увлажненных пылеватых песков, глинистых и суглинистых грунтов. Из-за промерзания сверху массив льда, образовавшийся и смерзший с верхней образующей трубопровода, продавливает трубопровод вниз, в талые грунтовые слои. В весенний период, во время оттаивания избыточное давление выдавливает трубопровод на дневную поверхность.

Термокарст активизируется при протаивании высокольдистых грунтов, при эксплуатации трубопроводов с «теплым» режимом продукта возникает смена температурных условий в мерзлом грунте. Газопровод своим отепляющим воздействием приводит к обводнению и осадке грунтов. По мере увеличения ореола оттаивания вокруг трубы увеличивается выталкивающая сила, в результате трубопровод всплывает.

В районах с суровыми климатическими условиями распространено такое явление как морозобойное растрескивание, которое представляет собой образование и рост трещин в породах в осенне-зимний период. Затекая в трещины и замерзшая в ней вода при весеннем таянии снега является основой образования полигонально-жильных льдов. При воздействии тепла и сил гравитации развивается процесс солифлюкции, в виде вязкопластических течений увлажненных тонкодисперсных грунтов и приводит к разрушению обваловки и оголению газопровода.

Еще одна из особенностей грунтов Крайнего Севера – засоленность. Основные типы засоления: морской (хлоридно-натриевое засоление), континентальный (хлоридно-сульфатное засоление), техногенный. Грунты с наличием засоленности обуславливаются смещением температуры фазовых переходов в сторону отрицательных значений. Из-за смещения имеет место существование «вялой» мерзлоты даже при отрицательных значениях температуры пород, что негативно влияет на несущую способность и требует специальных технических средств термостабилизации грунтов и технологий.

Все вышеописанные процессы негативно влияют на эксплуатационную надежность магистральных газопроводов и приводят к выпучиванию, всплыванию, «оголению» трубопровода или прямому деформационному воздействию на трубопровод.

В работе проводится исследование возможности стабилизации грунтов на линейных участках магистральных газопроводов, проложенных в сложных грунтовых условиях и работающих при различных эксплуатационных режимах.

Среди рассмотренных методов управления мерзлотным процессом можно выделить три основные группы: воздействие на параметры внешнего теплообмена путем регулирования густоты насаждений, величины снежного покрова и т.п.; регулирование теплообмена в грунте путем изменения свойств (льдистость, влажность) и состава грунтов; изменение теплового состояния грунтов и температурного режима путем применения дополнительных источников «тепла» / «холода».

Таким образом, представляется возможным выделить комплекс методов, позволяющих стабилизировать грунтовые условия не зависимо от сезона, свести к минимуму эффект растепления грунтов с формированием талых ореолов или же исключить развитие процесса пучения, сопровождаемого потерей устойчивости газопровода и его выпучиванием

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Бородавкин П.П подземные магистральные трубопроводы. – М.: энерджи пресс, 2011. – 480с.
- 2 Кушнир С.Я., Серебренников А.А., Сенив А.М. Расчет пространственных перемещений подземного трубопровода с учетом переменной влажности грунтов в пойменной части подводного перехода / Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов (научно-технический журнал), 2011, №2. – с.45-50.

УДК 620.179.14

### **К РАЗМАГНИЧИВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ПОСЛЕ ВНУТРИТРУБНОЙ МАГНИТНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ**

*Б.Р. Якишибаев, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа*

После проведения внутритрубной магнитной дефектоскопии стального трубопровода, в нем возникает значительная остаточная намагниченность металла. Она создает трудности при проведении ремонтных электросварочных работ (возникновение эффекта магнитного дутья), сильно искажает показания магнитометрических приборов и т.д.

Поэтому, после внутритрубной магнитной дефектоскопии, металл стального трубопровода должен размагничиваться (базовый принцип неразрушающих методов контроля (НК) – до и после НК состояние объекта должно оставаться неизменным).

До настоящего времени размагничивание металла производится лишь на открытых локальных участках стального трубопровода, преимущественно при проведении ремонтно-восстановительных работ, остальная часть стального трубопровода останется в намагниченном состоянии.

Для размагничивания металла стальных трубопроводов используются также устройства внутритрубного размагничивания, представляющие собой полностью автономные устройства, перемещающиеся внутри стального трубопровода вместе с рабочей средой. Однако по техническим характеристикам они уступают локальным размагничивающим устройствам.

Допустимая остаточная намагниченность металла стального трубопровода, при котором остаточная магнитная индукция в области разделки стальных труб не оказывает негативного влияния на процесс электрической сварки стальных труб, равна  $M_{\text{rmin}} = 240 \text{ А/см}$  [1].

После прохождения размагничивающего устройства в стальном трубопроводе должна оставаться остаточная намагниченность металла  $M_{ro}$ , не превышающая указанного значения, то есть для нее должно выполняться условие  $|M_{ro}| \leq M_{min}$ . Выполнение этого условия соответствует техническому (не абсолютному) размагниченному состоянию металла стального трубопровода.

Лабораторные исследования показали, что при размагничивании металла стального трубопровода по симметричным циклам (петлям магнитного гистерезиса с убывающей амплитудой), магнитная система внутритрубного размагничивающего устройства должна содержать не менее 10-12 магнитных полюсов с постоянными магнитами. Вес такого устройства для размагничивания стальных трубопроводов с наружным диаметром  $D=1420$  мм может достигать нескольких тонн.

При размагничивании металла стального трубопровода по несимметричному циклу магнитного гистерезиса, магнитная система внутритрубного размагничивающего устройства должна содержать не более 2-3 магнитных полюсов с постоянными магнитами.

Если допустить (в первом приближении), что вес внутритрубного размагничивающего устройства распределен равномерно по его длине, то устройство с магнитной системой, основанной на несимметричном цикле перемагничивания металла, будет весить в 3-4 раза меньше (около нескольких сот килограмм), чем устройство внутритрубного размагничивания на симметричных циклах перемагничивания металла.

На рисунке 1 показано распределение напряженности поля остаточной намагниченности металла, измеренное в разделке стальных труб, до и после прохождения макета намагничивающего устройства на несимметричном цикле перемагничивания металла.

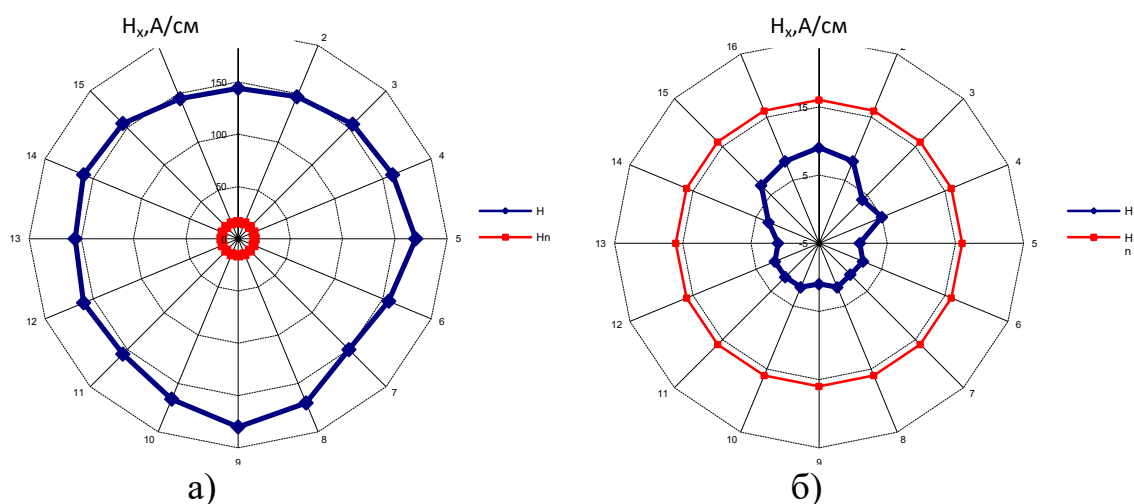


Рисунок 1 - Распределение напряженности поля остаточной намагниченности металла по периметру разделки стальных труб до (а) и после размагничивания металла (б)

Напряженность поля остаточной намагниченности металла распределена однородно вдоль поверхности разделки стальной трубы и многократно превышает допустимую величину поля  $H_n$  (рисунок 1а).

После размагничивания металла стальных труб размагничивающим устройством (рисунок 1б), напряженность поля остаточной намагниченности ме-

талла в разделке стальной трубы существенно уменьшается, не превышает допустимую величину  $H_n$  в разделке и меньше ее в 3-4 раза.

Результаты лабораторных и стендовых испытаний показывали эффективность указанной магнитной системы размагничивающего устройства стального трубопровода.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Загидулин Р.В., Якшибаев Б.Р., Загидулин Т.Р. Исследование и расчет устройства внутри-трубного размагничивания стального трубопровода (УВР). 1. О магнитном состоянии магистрального стального трубопровода. – Контроль. Диагностика, 2009, №12, с.8-12.

УДК 62-75

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОПЕРЕЧНЫХ НАГРУЗОК НА ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД ПРИ СЕЙСМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

*Д.В. Ялалов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время расчет подземных трубопроводов на устойчивость к сейсмическому воздействию проводят только с учетом продольных нагрузок от сейсмической волны, поперечными же нагрузками пренебрегают. Для землетрясений большой магнитуды такой подход к прочностному расчету является не вполне корректным ввиду вероятного повреждения трубы от дополнительных кольцевых напряжений [1].

Оценка и учет вклада поперечных сейсмических нагрузок в общее напряженно-деформированное состояние подземных трубопроводов представляют собой важную инженерную задачу, имеющую большое практическое значение для повышения безопасности протяженных подземных трубопроводов.

Поскольку поперечные волны при своем распространении вызывают сдвиг грунта (и трубопровода вместе с ним) под прямым углом к направлению своего пути (рисунок 1), то для упрощения анализа этого воздействия рассмотрим в определенный момент времени его как квазистатический процесс, на примере сдвига грунта по тектоническому разлому (рисунок 2).

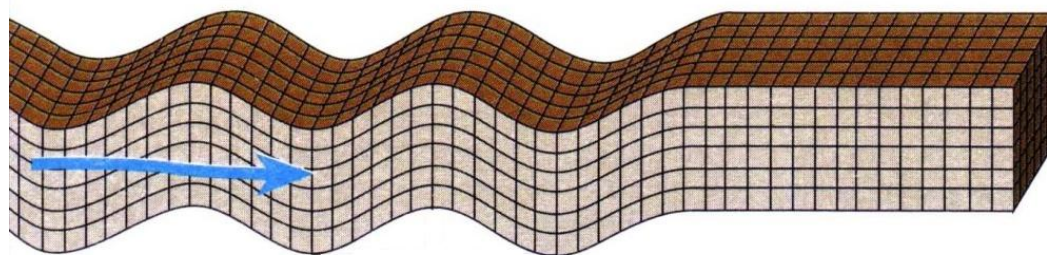


Рисунок 1 – Поперечные сейсмические S-волны

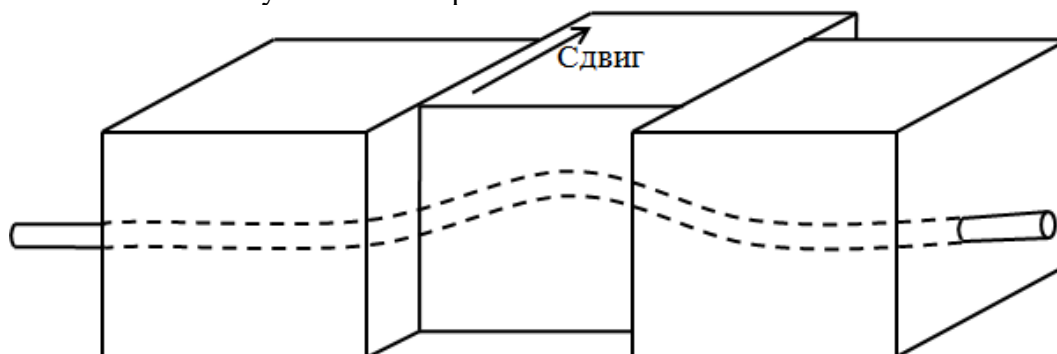


Рисунок 2 – Сдвиг как наиболее распространенный режим движения по разломам

В данной работе с помощью программного комплекса Ansys моделируется участок трубопровода (сталь 17Г1С-У, диаметр трубопровода  $d = 1220$  мм, толщина стенки трубы  $t = 15$  мм, модуль упругости  $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Па, коэффициент Пуассона  $\mu = 0,3$ , предел текучести  $\sigma_m = 350$  МПа, предел прочности  $\sigma_{ep} = 510$  МПа,) в грунте. Грунт моделируется как упругая среда и состоит из трех частей, одной из которых (средней) придается горизонтальное смещение  $\Delta x$ , как на рисунке 1, а результат этого смещения проиллюстрирован на рисунке 3. Длина модели равна длине секции из трех труб – 36 м.

Расчет производится для трех типов грунтов: глины мягко-пластичной заторфованной, глины твердой и песка гравелистого [2], при расчете учитываются только нагрузки трубопровода от изгиба. Согласно результатам расчета, приведенным, с увеличением плотности и модуля упругости грунта, трубопровод способен выдержать всё меньшие смещения от воздействия нагрузок. Так трубопровод, проложенный в заторфованной глине, достигает максимальных напряжений, превышающих предел прочности материала трубы, при смещении грунта более чем на 60 см, в твердой глине – 28 см, в песке – 25 см [3].

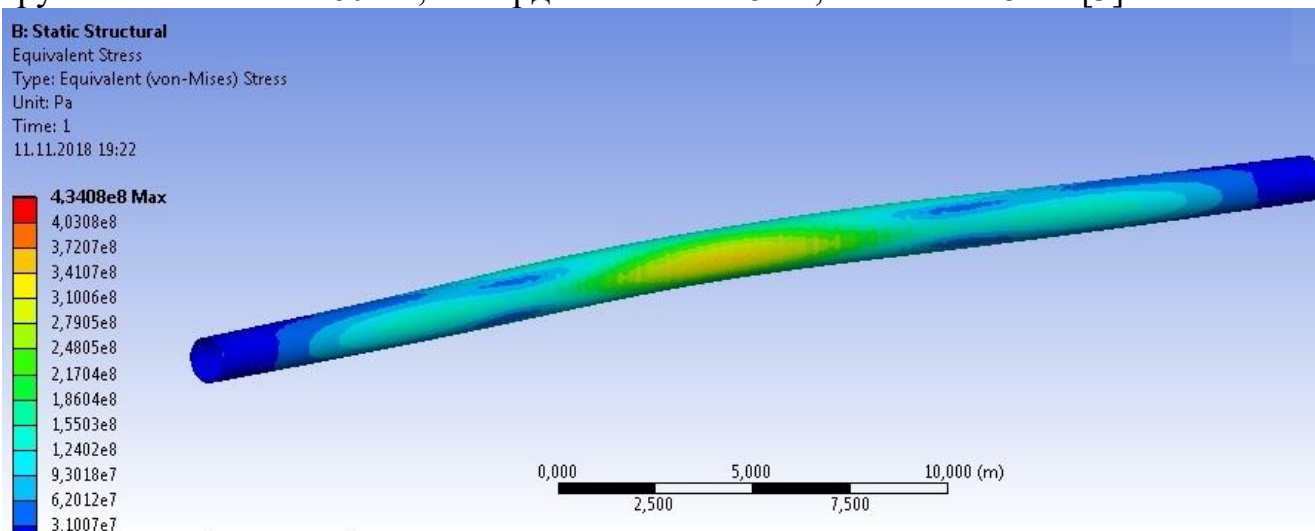


Рисунок 3- Распределение напряжений в трубопроводе (на примере грунта – глины при смещении грунта на 25 см)

Исследования показали, что при учете поперечных сейсмических нагрузок значительно увеличивается эквивалентное сейсмическое напряжение.

Выявлены закономерности влияния поперечных нагрузок от воздействия сейсмических волн, направленных нормально к продольной оси трубопровода, на прочность сооружения от типа грунта.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Фигаров Э. Н. Разработка методики оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода в зонах активных тектонических разломов с целью обеспечения его безопасной эксплуатации: дисс. канд. техн. наук. М., 2014. 127 с.
- 2 Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие. М.: Недра, 1982. 341 с.
- 3 Ялалов Д.В., Валеев А.Р. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода при горизонтальном движении грунта и оползневых процессах/ Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной молодежной научной конференции Ч. I / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2018. – С. 357-361.

## **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ**

*Т.А. Янбарисов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа*

Одной из основных характеристик энергоэффективности центробежного насосного агрегата является КПД. Многочисленные эксперименты показали, что повышение класса шероховатости проточной части насосов позволяет увеличить КПД насоса на 2–6 %, снижение КПД приводит к перерасходу электроэнергии [1].

Используемые для повышения КПД полимерные покрытия после полимеризации имеют гладкие поверхностные покрытия, гидрофобные, с низкой поверхностной энергией и с наполнителями, повышающими сопротивление абразивному износу. Они образуют сверх гладкую поверхность, которая уменьшает толщину пограничного слоя перекачиваемой жидкости и снижает внутреннюю турбулентность, что приводит к увеличению гидравлического КПД. Нанесение полимерного покрытия может быть осуществлено на месте эксплуатации или на ремонтном участке предприятия, свойства полимерных материалов позволяют применять их для ремонта и восстановления рабочих органов насосных агрегатов, которые ранее уже были в эксплуатации, что в последствии приводит к улучшению рабочих характеристик [2]. Важным моментом является срок окупаемости предложенного метода. Затраты на внедрения состоят из затрат на покупку специального полимерного композитного материала и стоимости работ по его нанесению, на центробежный насос НМ 1250-260 составляют 100 тыс. руб. При этом экономия затрат на электроэнергию составляет 840 тыс. руб. [3]. Учитывая большую долговечность этого полимерного покрытия, полученные данные подтверждают экономическую эффективность предложенного метода.

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Байков И.Р., Сулейманов А.М., Трофимов А.Ю., Елисеев М.В., Рязанов Н.Р., Петров М.Г. Повышение КПД центробежных насосов путем обработки чугуна рабочего колеса // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 4. С. 108-112. (дата обращения 21.04.2019).
- 2 Пат. 106563 RU Установка для нанесения гидрофобного покрытия на рабочие колеса центробежных насосов/ Рыженков В.А. и др., патентообладатель Закрытое акционерное общество "ОПТИМА", опубл. 20.07.2011. – Бюл. № 20. (дата обращения 21.04.2019).
- 3 Повышение энергетической эффективности насосных агрегатов [Электронный ресурс] // ntj-oil.ru: научно-технический журнал – URL: <http://ntj-oil.ru/files/ntj/2018/4/ntj-4-2018-p53-59.pdf> (дата обращения 21.04.2019).

## **АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КРИОГЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ КРУПНОТОННАЖНОГО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*Ю.Э. Ярославова, А.Ю. Баранов, СПб НИУ ИТМО, г. Санкт-Петербург*

Одной из главных проблем эксплуатации терминалов сжиженного природного газа (СПГ) является обеспечение транспортировки СПГ по криогенным трубопроводам, а именно обеспечение надёжности и безопасности протяженных трубопроводов. Основными причинами возникновения данной проблемы



является отдаленность терминалов отгрузки СПГ от берега, что ведет к необходимости прокладки труб в стесненных условиях; значительная протяженность крупнотоннажных заводов и, как следствие, трубопроводов; использование труб большого диаметра (400-1000 мм) для обеспечения заданной производительности [1]. В целях обеспечения заданных надежности и безопасности функционирования заводов в целом необходимо уделить особое внимание анализу условий эксплуатации криогенных трубопроводов СПГ.

Как правило, эксплуатация криогенного трубопровода СПГ производится в двух режимах: хранения и отгрузки [2]. Для поддержания трубопроводов в криогенном состоянии осуществляется постоянная циркуляция СПГ по трубопроводной эстакаде. Давление нагнетания СПГ в трубопровод для отгрузки составляет около 0,7-1 МПа. Скорость отгрузки СПГ в танкеры как правило 12000 – 14000 м<sup>3</sup>/ч.

Изменение давления и температуры по длине трубопровода значительно влияет на транспортируемую среду. При понижении давления сверх давления насыщения СПГ при данной температуре жидкость начинает кипеть, образующаяся паровая фаза заполняет часть сечения в следствии чего снижается пропускная способность трубопроводной системы в целом. Ввиду это транспортировка СПГ по трубопроводам требует постоянного поддержания природного газа в жидком состоянии: вне зависимости от потерь напора и притоков тепла, температура СПГ должна оставаться ниже температуры кипения при данном давлении [3]. В целях обеспечения данного условия трубопроводы СПГ снабжаются системами циркуляции жидкости и пара с низкой температурой, что обеспечивает постоянное захлаживание труб.

Использование трубопроводов большой длины приводит к необходимости сохранения теплового баланса, что ведет за собой повышение требований к выбору изоляционного покрытия труб. В настоящее время, на большинстве криогенных трубопроводов СПГ используется вакуумная изоляция. Другим видом изоляции, возможным к использованию на криогенных трубопроводах, является газозаполненная изоляция, которая образуется из сыпучих, волокнистых или вспененных материалов при атмосферном давлении. Для двух данных диаметров значительно разнятся внешние диаметры кожухов изоляции, изготовление которых обязательно.

В случае газозаполненной изоляции – для защиты наполнителя от негативного воздействия атмосферного воздуха и влаги, а в случае вакуумной изоляции – для формирования вокруг трубы с транспортируемым СПГ вакуумного пространства.

Заполнение криогенных трубопроводов является сложным нестационарным процессом. Неправильное производство работ при заполнении низкотемпературных труб может привести к возникновению гидравлического удара, гейзерного эффекта [4]. Наиболее опасным явлением при заполнении криогенных труб является пульсация давления, когда максимальное давление может превышать давление подачи жидкости в трубопровод в 3-5 раз.

При движении СПГ по трубопроводам может происходить накапливание электростатического заряда [3]. В случае разгерметизации труб накопленный



заряд значительно увеличивает риск возникновения пожара газовоздушной смеси, образующейся из-за перепада давлений по длине трубопровода.

Значительное внимание уделяется выбору материалов и оборудования трубопроводов. Ввиду эксплуатации трубопроводов в условиях низких температур (до  $-165\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), имеет место возникновение температурных деформаций, распространение трещин в трубе. Для производства труб необходимо использование специальных сталей, позволяющих обеспечить прочность и пластичность трубопроводов в достаточной степени.

Рассмотренные выше особенности эксплуатации криогенных трубопроводов СПГ приводят к необходимости решения ряда вопросов обеспечения безопасности и надежности [4], а именно: расчет нагрузок и воздействий на трубопроводы СПГ с учетом протяженности труб; организация обнаружения утечек и загазованности на теплоизолированных участках трубопроводов; разработка новых материалов для изготовления труб. Таким образом, можно сделать вывод о высоком влиянии особенностей эксплуатации криогенных трубопроводов на надежность и безопасность функционирования системы отгрузки СПГ в целом.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011,— 159 с.
- 2 Лесконог А.А., Чуркин Г.Ю. Особенности и основные проблемы обеспечения промышленной безопасности терминалов сжиженного природного газа// Безопасность труда в промышленности. — 2016. — № 12. — С. 57–61.
- 3 Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. — М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. — 640 с.
- 4 Чуркин Г.Ю., Сеницина А.А., Базалий Р.В. Опыт и проблемы разработки специальных технических условий для объектов газотранспортной системы// Безопасность труда в промышленности. — 2016. — № 4. — С. 66–70

УДК 622.691.4.052

#### **СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПРИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ**

*Ю.О. Ясакова, ООО «Газпром трансгаз Самара», г. Самара,  
Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара*

Единая система газоснабжения (ЕСГ) РФ насчитывает 161,7 тыс. км магистральных газопроводов (МГП) и отводов, 215 линейных компрессорных станций (КС). Поддержание работоспособности ЕСГ связано с управлением техническим состоянием и осуществляется на основе показателей надёжности, безопасности и эффективности системы.

Наиболее опасным видом разрушений является стресс-коррозия или коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). По этой причине происходит большинство отказов зарегистрированных в ПАО «Газпром». К тому же доля отказов из-за КРН продолжает расти, а география расширяться.

Более чем на десяти миллионах трубных секций (60%) уже выявлены трещины КРН различной глубины. При этом абсолютное большинство выявленных всеми методами контроля дефектов (почти 92 %), имеют измеренную глубину менее 10 % от толщины стенки. Современные нормативно-технические документы (НТД) требуют, чтобы все выявленные дефекты КРН, независимо от их глубины, были удалены, очевидно, что выполнить такой объём ремонтных работ в ближайшие годы невозможно.

Установленные на КС МГП аппараты воздушного охлаждения (АВО) позволяют охладить газ лишь до температуры окружающей среды (ОС). Сезонное и суточное изменение температуры ОС отрицательно сказывается на условиях работы линейной части МГП и КС. В результате в течение года трубопровод работает в переменном температурном режиме, подвергается значительным температурным деформациям и перемещениям, при которых возникают дополнительные напряжения.

Предлагается на всех КС установить холодильные установки и применить систему автоматического регулирования температуры газа, транспортируемого по МГП, что станет эффективным средством повышения эксплуатационной надёжности и снижения напряжённо-деформированного состояния (НДС).

Как известно, наибольшее число аварий приходится на первые 30-40 км ГП от КС. Объяснением является температурные деформации ГП. Периодические подвижки трубопроводов приводят к нарушению целостности изоляционного покрытия, в результате чего создаются условия для ускорения коррозионных процессов. Изменение температуры стенки трубы влечет за собой изменение влажности прилежащего, или контактирующего с трубопроводом грунта.

Импульсное изменение температуры прилежащего грунта, вызывает не только движение и перераспределение влаги в зоне теплового влияния трубопровода, но и меняет качество грунтовых электролитов, что также влияет на скорость и характер протекания коррозионных процессов.

Циклически изменяющиеся температурные нагрузки приводят к усталостному изменению структуры металла трубы. Разрушение труб при напряжениях, не превышающих предел прочности металла, можно объяснить зависимостью прочности от времени, т.е. малоциклового усталостью.

Нестабильность температурных режимов - первый общий признак активизации почвенной коррозии на газопроводах. Трубы газопровода покрываются сетью коротких продольных трещин, которые при дальнейшей эксплуатации начинают расти, объединяются в одну магистральную трещину и приводят к необходимости проведения ремонтных работ.

Одним из наиболее эффективных способов по снижению НДС и КРН является стабилизация температурного режима газопровода. В связи с этим, в работе предлагается круглогодичное *охлаждение газа до температур, близких к температуре грунта*, что может быть достигнуто с помощью использования системы охлаждения газа (СОГ). Рассмотрим охлаждение всего потока газа после компримирования. Такой способ охлаждения природного газа с помощью холодильных установок применяется на КС, расположенных в районах вечной

мерзлоты. Используют одноконтурные и двухконтурные системы охлаждения с промежуточным теплоносителем вместе с АВО.

Экономическая эффективность охлаждения газа на КС в целях надежности магистральных газопроводов, проявляется в основном за счет увеличения подачи газа в результате снижения его температуры, уменьшения ущерба от аварий линейной части газопровода, сокращений расходов на капитальный ремонт, сокращение затрат, связанных с компенсацией температурных деформаций, снижения затрат на защиту труб от коррозии.

Предлагаемая технология позволит регулировать процесс охлаждения газа вне зависимости от внешних условий, что позволит снизить нагрузку на конструкцию МГП и увеличить межремонтный период. При использовании технологии охлаждения газа до компримирования, кроме того, уменьшится нагрузка на нагнетатели.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Иванцов О.М., Двойрис А.Д. Низкотемпературные газопроводы. М., Недра, 1980, 303 с.
- 2 Гаррис Н.А. Влияние нестабильности теплогидравлических режимов магистрального газопровода на его техническое состояние.// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2009, № 4-5. С. 10-13.
- 3 Гаррис Н.А., Бахтегареева А.Н., Исмагилов И.Г. Новый подход к расчету теплообмена магистрального газопровода с окружающей средой.// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2013, № 4. С. 87-90.

**СЕКЦИЯ**  
**«СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ**  
**ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

## **ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ**

*Р.Р. Абдрахманов, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

Одной из важнейших проблем развития газовой промышленности является повышение уровня эксплуатационной надежности магистральных газопроводов (МГ) с целью поставки запланированных объемов газа отечественным и зарубежным потребителям. Именно поэтому разработка научно-методических подходов и технических средств для обеспечения стабильной эксплуатации МГ является наиболее актуальной тематикой на данный момент.

На данный момент существуют две большие группы методов защиты МГ от коррозионного растрескивания под напряжением (КРН): [1, 2]

- методы, связанные с предотвращением образования и развития КРН;
- методы, связанные со своевременным выявлением и устранением дефектов КРН.

### **1. Решения, направленные на предотвращение КРН.**

В настоящее время известны следующие методы предотвращения образования и развития стресс-коррозионных дефектов:

- снижение напряженного состояния газопроводов;
- повышение качества изоляционных покрытий;
- повышение эффективности катодной защиты;
- применение коррозионностойких труб;
- постепенное снижение доли двухшовных труб;
- постепенная замена тонкостенных труб;
- проведение термической обработки металла труб на стадии производства в целях снятия остаточных напряжений;
- искусственное повышение несущей способности тонкостенных труб путем увеличения толщины.

### **2. Решения, направленные на своевременное выявление и ремонт дефектов КРН.**

Главная опасность дефектов КРН кроется в трудности прогнозирования мест возникновения этих повреждений и их непредсказуемом поведении. Единственным средством достоверного выявления повреждений магистральных газопроводов по механизму общей коррозии и КРН, наличия вмятин, гофр и других видов дефектов, на подземных коммуникациях является внутритрубная диагностика. Однако данная методика, несмотря на детальную проработку, имеет ряд существенных недостатков [3]:

- наличие участков магистральных газопроводов, на которых применение внутритрубной диагностики (ВТД) невозможно. На сегодняшний день, более половины газопроводов Единой системы газоснабжения недоступны для использования ВТД. Это связано с наличием большого количества «неравнопроходных» участков, сильно искривленных участков и участков, не оборудованных камерами приема и пуска очистных и диагностических устройств;

- индивидуальные особенности участков, потенциально предрасположенных к КРН (степень увлаженности, тип, pH грунта и т.д.) не учитываются базовым алгоритмом;

- высокая стоимость мероприятий по проведению ВТД;

- несмотря на высокий технологический уровень, современные средства внутритрубной диагностики способны выявить лишь дефекты размерами превышающие 15% от толщины стенки трубы, что делает возможным развитие стресс-коррозионных трещин до критических размеров в период между пропусками средств ВТД.

Кроме средств внутритрубной диагностики сегодня активно развиваются и другие методы контроля, способные выявлять дефекты КРН (наземная электрометрия, вихретоковый и акустический контроль). Известен также метод определения дефектных участков, основанный на измерении намагниченности газопровода. Однако данный метод не позволяет идентифицировать дефект, а дает лишь интегральную оценку объекта, указывая на аномальные участки. Перечисленные здесь методы крайне трудоемки и нереализуемы без проведения шурфовки. Поэтому единственным эффективным методом на сегодняшний день остается использование внутритрубных диагностических снарядов с поперечным намагничиванием [4].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Абдрахманов Р.Р., Шарнина Г.С. Анализ методов предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов. – 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. 290-292.
2. Абдрахманов Р.Р., Шарнина Г.С. Методы предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов. – Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. Т.1. - С. 105-110.
3. Александров, Ю. В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН / Ю. В. Александров // Практика противокоррозионной защиты. – 2011. - №1. – С. 22-26.
4. Арабей, А. Б. Закономерности и зависимости коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов с учетом влияния параметров трубной продукции / А. Б. Арабей, Т. С. Есиев, И. В. Ряховских // Тезисы Третьей международной конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2009). – М.: ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ», 2009. – 122 с.

УДК 621.644.07

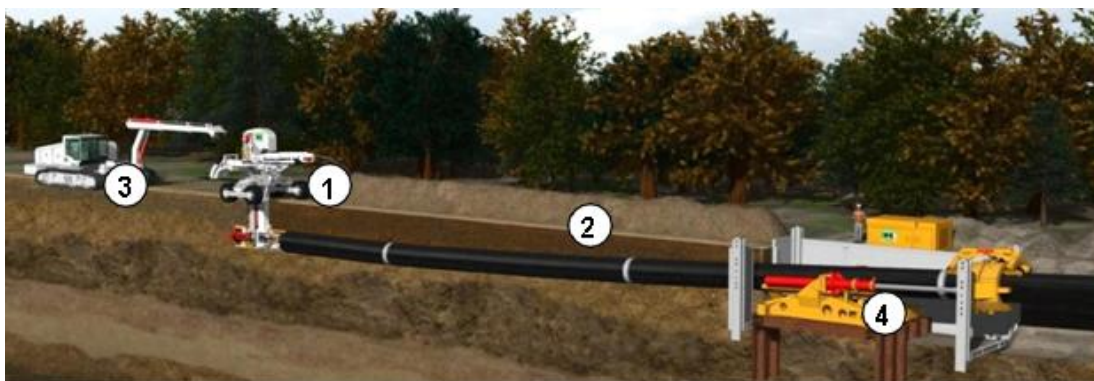
### **АДАПТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ PIPE EXPRESS К ПРИМЕНЕНИЮ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ**

*И.А. Абкадыров, Г.С. Шарнина, А.И. Валимухаметова, УГНТУ, г. Уфа*

Оригинальная технология Pipe Express для сооружения переходов магистральных трубопроводов диаметром от 800 до 1500 мм на глубину не более 2,5 м и длину до 1000 м полу-бестраншейным способом, разработана Германской компанией Herrenknecht AG [1].

Основной элемент Pipe Express – туннельная бурильная машина - оснащена землеройным оборудованием, разрабатывает траншею на глубине следования трубопровода, прокладывает туннель полуметрового диаметра, протягивает в него трубу и удаляет выработанный грунт. Причем все перечисленное происходит одновременно. Туннельная буровая машина, имеет на поверхности ходовую часть, а под землей буровое устройство.

Базовая эксплуатационная машина на гусеничном ходу сопровождает работу всей системы, снабжая туннельно-бурильную машину бентонитом и энергией.



1 – туннельная бурильная машина; 2 – сооружаемый трубопровод; 3 – базовая эксплуатационная машина; 4 – гидродомкратное устройство (доталкиватель)

Рисунок 1 – Принцип работы технологии Pipe Express

Внедрение технологии Pipe Express на территории России идеально подходит для проектов, в которых уровень грунтовых вод находится всего в нескольких сантиметрах от поверхности, например, в болотистой местности [2,3]. Поскольку выработка грунта сведена к минимуму, а традиционная открытая траншея отсутствует. Понижение уровня грунтовых вод не требуется, тем самым уменьшаются земляные работы.

Адаптирование технологии Pipe Express к условиям России возможно, только при модернизации и использовании дополнительных устройств в ходе сооружения трубопроводов. Мы предлагаем использовать модульное дорожное покрытие (МДП Р-ТЭК) для сооружения трубопроводов на болотах I и II типов, и понтоны (плавучая модульная платформа) для сооружения трубопроводов на болотах III типа [4,5].

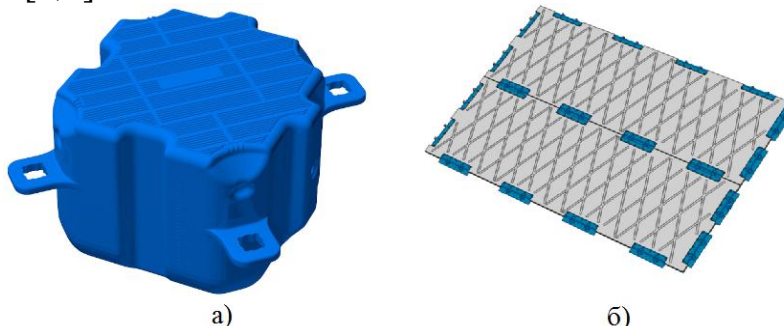


Рисунок 2 – а) плавучая модульная платформа, б) плита МДП Р-ТЭК

Плавучая платформа собирается в единую конструкцию из элементов размером 50х50х40 мм с грузоподъемностью до 90 кг. В сборе понтон имеет 38 элементов с максимальной грузоподъемностью 3420 кг. Туннельная буровая

машина имеет массу 3000 кг, следовательно, наш понтон теоретически выдержит.

Плита МДП Р-ТЭК имеет размеры 1500x4500 мм и обеспечивает проезд техники массой до 120 т. Для данного случая мы используем колеиновую систему расположения плит с шириной колеи 1000 мм.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Научный журнал «Спецтехника и нефтегазовое оборудование» –2013. – №2 – 84 с.
2. Дерцакян А. К., Васильев Н. П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. “Недра”, 1978г. – 167 с.
3. Известия высших учебных заведений «Лесной журнал». Рубрика: Лесное хозяйство – 2014. – №4 – 110 с.
4. Патент № 2614747 Плавучая платформа, МПК В63В 35/34, В63В 35/44, опубликовано 29.03.2017 г.
5. Патент № 2663885 Способ устройства дорожного покрытия модульного типа, МПК E01C 5/20, E01C 5/20, опубликовано 13.08.2018 г.
6. И.А. Абкадыров, Г.С. Шарнина. Анализ современных техники и технологий бестраншейного сооружения переходов магистральных трубопроводов. - 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. 163-165.
7. Абкадыров И. А., Шарнина Г.С. Адаптирование технологии сооружения трубопроводов Pipe Express к применению в условиях болотистой местности России. - Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы VIII Международной молодежной научной конференции (г. Уфа, 10-14 декабря 2018 г.) Ч. I / отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2018. – С. 8-12.

УДК 622.692.4

### **РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И КОНСТРУКЦИИ СОЕДИНЕНИЯ ТУННЕЛЬНО-БУРИЛЬНОЙ МАШИНЫ С ПОНТОНОМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ III ТИПА**

*И. А. Абкадыров, Г. С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

Авторами разработана технология и конструкция соединения туннельно-бурильной машины с понтоном при строительстве трубопроводов на болотистой местности. Работы по строительству участка трубопровода на болотистой местности включают несколько этапов. Первым этапом работ является сборка оборудования. Для преодоления болотистого участка, а именно болот III типа, необходимо разработать стартовый и приёмные котлованы на сухопутных участках с помощью одноковшового экскаватора, параметры которых зависят от габаритов гидродомкрата и вида грунта. В стартовом и приёмных котлованах устанавливают щиты для предотвращения обвала стенок. В стартовом котловане устанавливают гидродомкратное устройство (доталкиватель). Далее необходимо поднять туннельно-бурильную машину. Для этого используется подъёмная жесткая рама, которая закрепляется на туннельно-бурильной машине и с помощью экскаватора поднимается вверх. Здесь очень важно аккуратно и точно разместить бурильную машину, поскольку от этого зависит траектория дальнейшей прокладки трубопровода.





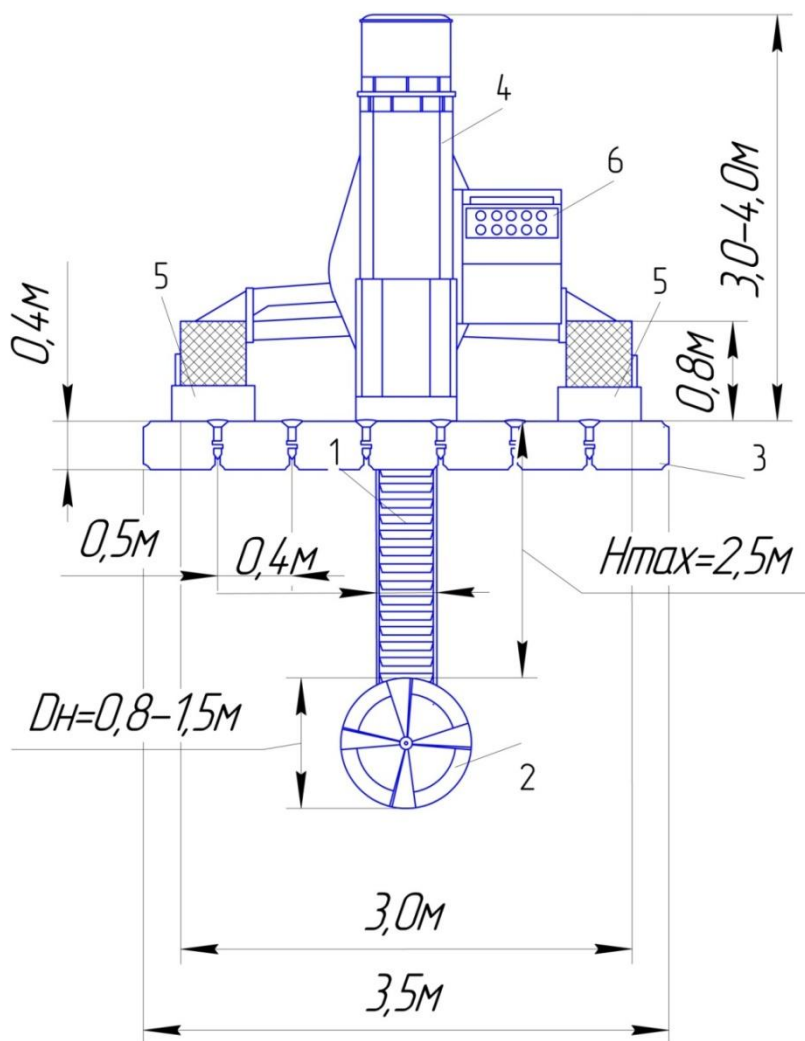
Рисунок 1 – Процесс подъёма бурильной машины

Затем подводят протаскиваемую трубную плетть, закрепляют с противоположным концом бурильной машины и устанавливают зажимной блок.



Рисунок 2 – Процесс установки бурильной машины

Далее подключают туннельно-бурильную машину к базовой эксплуатационной машине с помощью кабеля питания. Затем оператор настраивает и синхронизирует бурильную машину, и она готова к работе.



- 1 – вертикальная скребковая конвейерная лента; 2 – буровая головка;  
 3 – плавучая модульная платформа (в сборе); 4 – туннельная бурильная машина;  
 5 – противооткатный упор для колёс; 6 – разъем для питания

Рисунок 3 – Модульный понтон в сборе

Второй этап работ подразумевает собой переход из сухопутной части на понтон и закрепление туннельно – бурильной машины. Поскольку понтон модульный, собирается и разбирается он легко и достаточно быстро, однако есть свои нюансы. Туннельно-бурильная машина не останавливается, а лишь замедляет ход в процессе перехода из сухопутной части на понтон. Важно, чтобы к моменту подхода к болоту понтон был полностью собран и закреплён, кроме одной задней секции. Это необходимо для того, чтобы вертикальная скребковая конвейерная лента и металлическая стойка, соединяющие верхнюю ходовую часть и буровое устройство, могли беспрепятственно попасть на понтон. После того, как туннельно-бурильная машина оказывается на понтоне, устанавливают противооткатные упоры на все четыре колеса и закрепляют последнюю секцию понтона. На сухопутных частях, рядом со стартовым и приёмными котлованами устанавливается автоматический барабан для намотки троса. Тросы закреплены одним концом на понтон, другим на барабане. В данной технологии трос служит только для поддержания траектории движения понтона.

[illegible]

- Рисунок 4 – Модульный понтон в сборе (вид сбоку)

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 191

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗАЩИТЫ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

*И.А. Алефиров, М.М. Бердник,*

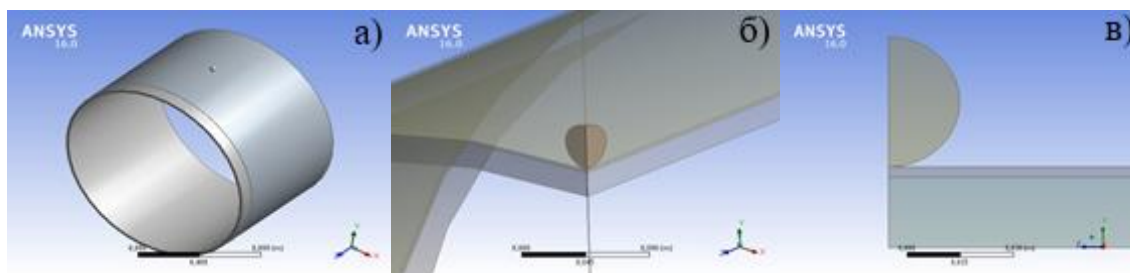
*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

В качестве мероприятий по предотвращению возникновения дефектов изоляции предлагается использовать защитные конструкции, такие как деревянная футеровка, скальный лист на основе стеклопластика или же бетонное покрытие трубопровода. В рамках настоящей работы оценивалась эффективность применяемых конструкций. Для решения поставленной задачи было использовано моделирование процесса точечного воздействия внешнего тела на трубу с нанесенным полимерным покрытием с применением конечно-элементного комплекса ANSYS. Модель представляет собой фрагмент трубы, с нанесенным заводским покрытием и фрагмент грунта, оказывающего точечное воздействие на материал покрытия. Фрагмент грунта принят в форме сферы малого диаметра (5 мм), материал грунта задавался с механическими свойствами, соответствующими граниту.

Применение трехмерной модели (рисунок 1а) существенно осложняет процесс решения, значительно увеличивая время схождения задачи. В связи с этим было решено перейти к плоской осесимметричной модели, которая в силу малости области контакта, может считаться эквивалентной реальным условиям (рисунок 1в). При этом при расчете с применением плоской модели обязательно указывается, что задача решается в плоской осесимметричной постановке.

Таким образом, для решения поставленной задачи была использована конечно-элементная модель, состоящая из двух поверхностных тел, имитирующих металл трубы и полиэтиленовое покрытие. Воздействие со стороны грунта задавалось в виде сосредоточенной силы, что обеспечивает наиболее опасные условия, когда площадь контактной поверхности стремится к нулю.

Толщина полиэтиленового покрытия в расчетах принималась равной 3 мм. Рассчитывались параметры напряженно-деформированного состояния полиэтиленового покрытия при различных вариантах нагрузки.



а) - трехмерная модель трубопровода в заводской изоляции; б) – фрагмент модели, используемый для построения плоской расчетной модели;

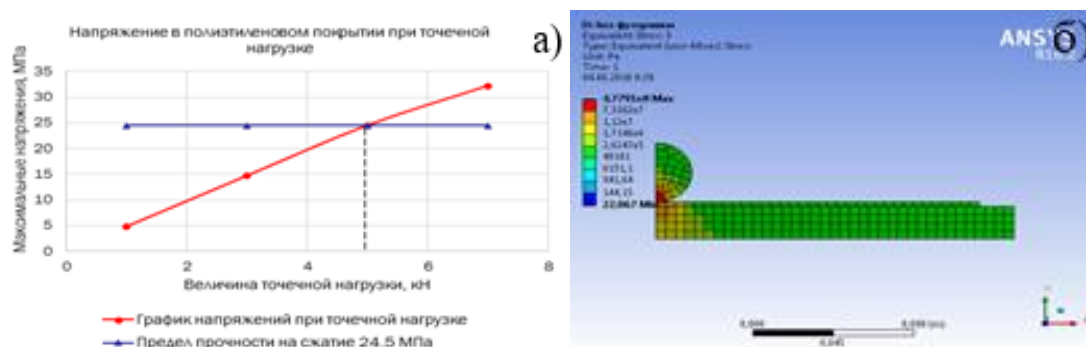
в) – конечная плоская осесимметричная модель

Рисунок 1 - Этапы формирования расчетной модели



На рисунке 2а приведена полученная зависимость параметров напряженно деформированного состояния полиэтиленового покрытия толщиной 3 мм от величины внешнего воздействия. Как видно из представленных зависимостей максимально возможная точечная нагрузка на трубопровод составляет 5 кН, именно это значение применяется в расчете, как критическое.

Иллюстрация результата деформирования полиэтиленового покрытия толщиной 3 мм твердым скальным фрагментом представлены на рисунке 2б.



а) - Результаты расчета критической величины внешней точечной нагрузки;

б) - Результаты моделирования точечного взаимодействия скального фрагмента с покрытием трубопровода

Рисунок 2 - Результаты расчета параметров напряженного состояния незащищенного покрытия трубопровода при внешнем воздействии на него сосредоточенной нагрузкой

Аналогичным образом проводилось моделирование воздействия фрагмента грунта на полиэтиленовые покрытия, но уже с применением защитных конструкций.

В результате моделирования установлено, что критические деформации в изоляционном покрытии трубопровода, которые могут привести к повреждению покрытия, возникают при следующих значениях приложенной нагрузки на трубопровод: при использовании деревянной футеровки – 202 кН; скального листа – 47,5 кН; бетонного покрытия – 86,3 кН.

Таким образом, установлено, что применение защитных конструкций позволяют существенно увеличить пороговое (критическое) значение нагрузки, принимая большую часть ее на себя. Среди предложенных мероприятий по снижению механических напряжений в покрытии при точечном воздействии наиболее эффективным является применение деревянной футеровки, которая выдерживает нагрузку в 202 кН.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердник А.Г., Алефиров И.А. Анализ существующих методов защиты покрытия трубопроводов от повреждений тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. –с.22-24

## **РАСЧЕТЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОДВОДНЫЕ ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*И.Р. Баемов, Ф.М. Мустафин, А.Г. Гайнанова, УГНТУ, г. Уфа*

Современный этап развития нефтегазового комплекса страны связан с вовлечением в разработку значительных запасов углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и формированием новых систем трубопроводного транспорта.

При сейсмических подвижках земной коры возможны сильные горизонтальные и вертикальные деформации грунтов, что может стать причиной аварий на подземных трубопроводах.

Землетрясения порождают волны трех типов:

1. Первичные волны - это продольные волны, которые образуются колебанием частиц вперед и назад по направлению движения волны, т.е. волны сжатия, подобные звуковым волнам.

2. Вторичные волны - это поперечные волны, которые образуются колебанием частиц в направлении, перпендикулярном направлению движения волны, т.е. волны, подобные тем, которые возникают при щипке натянутой струны. Первичные и вторичные волны образуются внутри тел. Они проходят сквозь толщу земли. Вторичные волны, связанные со сдвиговыми напряжениями, не могут образовываться в жидкостях, в то время как первичные волны могут.

3. Поверхностные волны, аналогичные морским волнам, образуются орбитальным движением частиц материала. Они могут образовываться только на поверхности земли. Известны два вида поверхностных волн: волны Релея, в которых движение частиц складывается из вертикального перемещения и перемещения в направлении распространения волны и волны Лява, в которых частицы перемещаются горизонтально под прямым углом к направлению распространения волны. Волны Лява возникают только в твердых телах, которые имеют поверхность разрыва упругих свойств.

Колебания грунта в сейсмических волнах возбуждают колебания трубопроводов, вызывая в них инерционные силы. При недостаточной прочности (сейсмостойкости) конструкций происходят их повреждения различной степени или разрушения.

В Российской Федерации около 20% территорий подвержено воздействию землетрясений интенсивностью более 7 баллов, более 5% территорий - 8-9 баллов.

При первичном сейсмическом воздействии при землетрясении происходит взаимодействие между грунтом и трубопроводом. Смещения могут происходить как в осевом направлении, так и в направлении нормали к упругой оси трубопровода.

На сегодняшний день существует несколько методов повышения устойчивости трубопроводов: установка компенсаторов сейсмических воздействий, усиление жесткости трубы, увеличение степеней перемещения трубопровода,

устройство траншеи трубопровода с пологими откосами устройство грунтового основания, устройство демпфирующей обкладки.

В процессе расчета в программе ANSYS были получены значения напряжений при различных длинах размытого участка трубопровода, которые складываются из напряжений от нагрузок, вызываемых такими факторами как давление, а также из напряжений и деформаций от землетрясений.

Подводя итог, необходимо отметить, что исходя из того, что в России значительная часть территории не исключает возможное возникновение землетрясения, трубопроводы, находящиеся в стране, могут подвергаться сейсмическим воздействиям, в связи с этим проблема обеспечения безопасности при строительстве трубопроводов в сейсмоопасных условиях особенно актуальна.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Наваррете Д.Д.Х., Мустафин Ф.М. Экспериментальные исследования взаимодействия трубопроводов, проложенных в сейсмических опасных районах, с различными видами грунтов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – №4. – С. 9 – 12.

УДК 622.691.4

### **МОНИТОРИНГ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ РАЗЛИЧНЫМИ СИСТЕМАМИ КОНТРОЛЯ**

*И.Т. Байбурина, Н.И. Коновалов, УГНТУ, г. Уфа*

Магистральные газопроводы (МГ) служат для транспортировки газа на большие расстояния, являются основой газовой системы страны, и ввиду этого нуждаются в мониторинге их состояния для обеспечения безопасной эксплуатации и определённого уровня качества.

Рекомендуемый перечень измеряемых и контролируемых параметров при проведении мониторинга участков МГ с использованием различных систем контроля приведен в таблице 1.

Рекомендуется применять комбинированные системы мониторинга участков МГ, в частности для контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) участков газопроводов используются следующие методы неразрушающего контроля: акустический, тензорезистивный, магнитный, волоконно-оптической тензометрии.

Для контроля НДС потенциально опасных участков на этапе проектирования необходимо предусматривать установку автоматизированной стационарной системы мониторинга (АССМ) на базе «интеллектуальных вставок», которые представляют собой оборудованные средствами измерения деформации и блоками вторичных преобразователей патрубки, изготовленные из трубы с теми же техническими характеристиками, что и сопрягаемый трубопровод. Основным назначением «интеллектуальной вставки» является измерение деформаций в сечении трубопровода по месту ее установки.

Таблица 1 — Перечень измеряемых и контролируемых параметров

| Метод контроля                                                                                      | Измеряемый параметр                                    | Контролируемый параметр                                                              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Тензорезистивный метод по ГОСТ Р 52728-2007                                                         | Сопротивление тензорезисторов, Ом                      | Деформации, %                                                                        |
| Методы теплового вида контроля по ГОСТ 23483 и метод полевого определения температуры по ГОСТ 25358 | Температура, °С                                        | Температура стенки трубы и грунтов, °С                                               |
| Магнитный метод, основанный на эффекте Баркгаузена (магнитно-шумовой)                               | Электродвижущая сила на входе измерительной обмотки, В | Напряжения, МПа                                                                      |
| Магнитный метод, основанный на измерении коэрцитивной силы                                          | Напряженность магнитного поля трубы, А/м               | Напряжения, МПа                                                                      |
| Акустический метод по ГОСТ Р 52731-2007                                                             | Акустическая анизотропия, %                            | Напряжения, МПа                                                                      |
| Радиоволновой метод                                                                                 | Напряженность магнитного поля земли, А/м               | Деформации грунта, %                                                                 |
| Электродвигательный метод                                                                           | Напряжения, В                                          | Потенциалы, В                                                                        |
| Метод определения показателей коррозии и коррозионной стойкости по ГОСТ 9.908-85                    | Потеря массы металла, кг                               | Скорость коррозии в соответствии с СТО Газпром 9.0-001 $K_m$ , г/(м <sup>2</sup> ·ч) |

Аппаратура измерительного патрубка обеспечивает проведение измерений контролируемых параметров, их предварительную обработку и передачу на разъем КИП для ручного контроля в режиме посещения или в контрольный пункт для полной обработки сигналов в размещаемом в нем контроллере и передачи данных в систему телемеханики трубопровода.

Акустический метод контроля напряжений позволяет определять напряжения, усредненные по толщине и площади ультразвукового пучка. Если в стенке трубы при ее эксплуатации в составе участка МГ, подлежащего мониторингу, возможна реализация напряжений различных знаков по толщине стенки трубы (например, при изгибе стенки трубы), применение акустического метода нецелесообразно. При мониторинге участков МГ из магнитных методов измерения напряжений рекомендуется использовать метод магнитных шумов (шумов Баркгаузена), основанный на перемагничивании объема материала низкочастотным переменным магнитным полем с одновременной регистрацией в широком частотном диапазоне магнитных шумов, и метод, основанный на измерении коэрцитивной силы. В АССМ, предназначенных для непрерывного мониторинга параметров НДС и температуры элементов участков МГ, а также давления околотрубного грунта, следует применять волоконно-оптические датчики с дифракционной решеткой Брэгга.

На рисунке 1 представлена схема АССМ на основе волоконно-оптических и тензорезистивных датчиков.



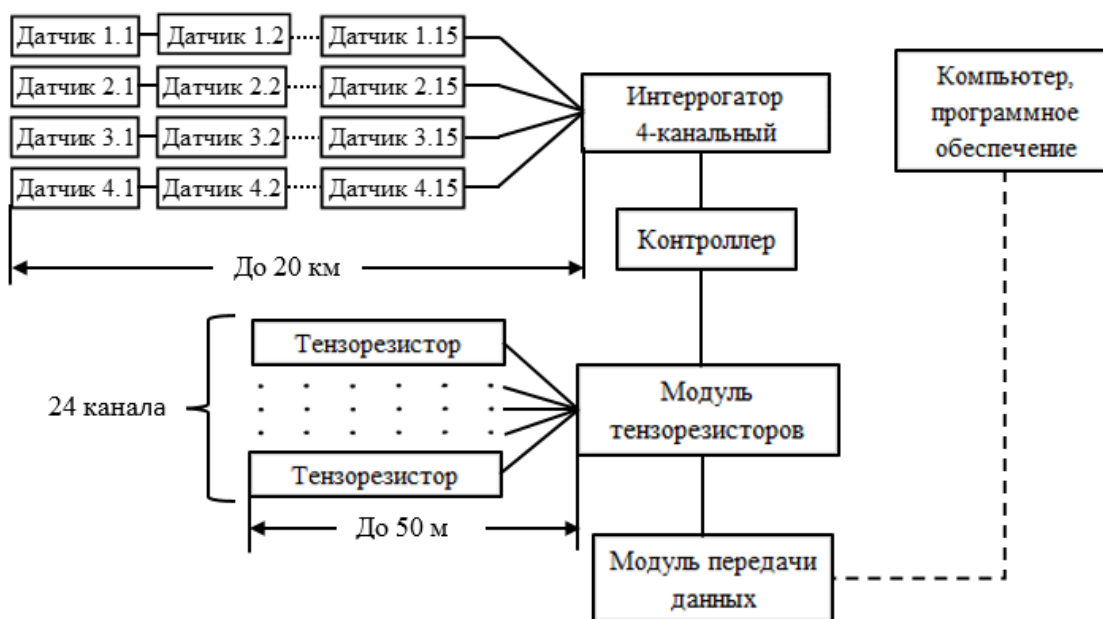


Рисунок 1 — Схема АССМ на основе волоконно-оптических и тензорезистивных датчиков  
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Исламов Р.Р. Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2017 г. – с. 31-38.
2. Рудаченко А.В. Прогрессивная система мониторинга состояния магистрального газопровода при эксплуатации в особых условиях // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013 г. – с. 66-79.
3. Буров В.Н. Система автоматизированного мониторинга состояния трубопровода на основе береговых волоконно-оптических датчиков // Вестник науки и образования. – 2019 г. – с. 20-25.

УДК 622.692.4.07:681.586.2

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОПЛЁНОЧНОГО ПОЛИМЕРНОГО СЕНСОРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

*А.Т. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа, А.Н. Лачинов, УФИЦ РАН, г. Уфа,  
А.Е. Жуков, ИТЦ ООО «Газпром Трансгаз Уфа», г. Уфа*

Надежность бесперебойной эксплуатации трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. Решение этой задачи заключается в разработке эффективной системы предупреждения поломок и аварий трубопроводов.

Существующие методы оценки состояния труб весьма трудоемки и дороги. В связи с этим, актуальной является проблема разработки методов диагностики состояния труб, основанных на новых физических эффектах и позволяющих повысить ее достоверность и понизить стоимость. Очевидно, что вскрытие газопровода для его непосредственного обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность объекта. Эта проблема связана с большими техническими трудностями, однако

при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается.

В проекте решается проблема создания новой методики для оценки микроструктурных изменений в основном теле и зонах сварных соединений труб, а также апробации данной методики на примере прогнозирования остаточного ресурса трубы из стали 09Г2С, широко применяемых в российском трубопроводном транспорте. Сенсором являлась полимерная пленка, нанесенная на поверхность элемента трубы. Упругая деформация задавалась путем пошагового сжатия концов дуги. Шаг составлял 1 мм.

На данный момент построена математическая модель деформированного под действием внутренних напряжений сегмента участка трубопровода. Путем приложений усилий была восстановлена геометрия данного сегмента и получены значения внутренних напряжений.

По результатам испытаний будут разработаны предложения по дальнейшему развитию полимерного сенсора.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.Лачинов А.Н., Жеребов А.Ю., Корнилов В.М., Высокопроводящее состояние в тонких пленках полимеров. // ЖЭТФ - 1992. -Т.102. - С.187-193.
- 2.Лачинов А.Н. Жеребов А.Ю., Корнилов В.М. Аномальная электронная неустойчивость полимеров при одноосном давлении. // Письма в ЖЭТФ -1990. - Т.52. - В.2. - С.742-745.

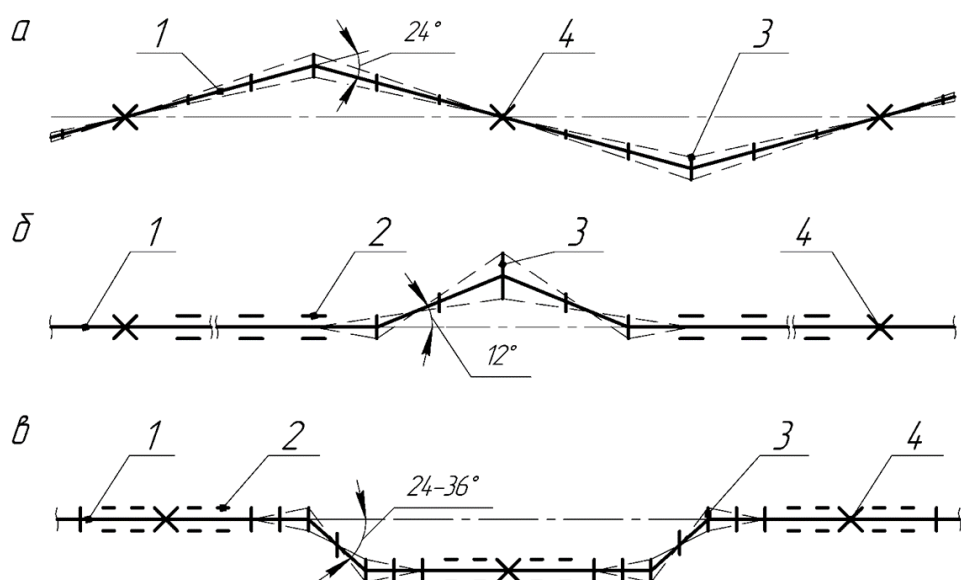
УДК 621.644.073

### **ОПТИМАЛЬНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОКЛАДКЕ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ММГ**

*З.А. Бешерян, Л.И. Быков, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

Развитие трубопроводного транспорта России неразрывно связано со строительством трубопроводных систем в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Анализ рекомендуемых конструктивных схем прокладки трубопроводов на ММГ показывает, что определяющими факторами выбора конструктивной схемы являются характеристика грунтов по просадочности и характер участка трубопровода по температуре эксплуатации («горячий», «теплый», «холодный»). Для «горячих» участков при всех категориях просадочности ММГ применяют преимущественно надземную прокладку трубопроводов на опорах [1, 2].

На разных этапах развития отрасли применялись различные системы надземной прокладки. Но опыт строительства в сложных климатических и геологических условиях показал, что прямолинейная прокладка с изогнутыми участками для самокомпенсации деформаций (см. рисунок 1, б) по сравнению с другими системами обладает большей надежностью, экономичностью и полностью удовлетворяет требованиям экологической безопасности при эксплуатации трубопроводов [2, 4]. Однако действительные условия работы таких систем до последнего времени недостаточно изучены.



а) зигзагообразная прокладка трубопроводов в виде «змейки»; б) прямолинейная прокладка трубопроводов с изогнутыми участками; в) параллельная прокладка трубопроводов;

1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора;

3 – промежуточная свободно-подвижная опора; 4 – неподвижная (анкерная) опора

Рисунок 1 – Системы надземной прокладки линейной части трубопроводов

В рамках данной работы, с целью определения оптимальных конструктивных решений при строительстве надземных трубопроводов по схеме прямолинейной прокладки с изогнутыми участками, выполняется исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах посредством моделирования работы типового участка надземной прокладки в универсальной программной системе конечно-элементного анализа – ANSYS.

В отличие от экспериментальных исследований на уменьшенных моделях [3], создание математической модели «реального» трубопровода позволяет свободно варьировать геометрические параметры системы (расстоянием между неподвижными опорами по прямой, длиной и формой компенсационного участка, углом между прямой, соединяющей прямолинейные участки, и наклоном ветви компенсационного участка) и учитывать трение на опорах при различных условиях нагружения.

На данном этапе продолжается исследование и сравнительный анализ напряженно-деформированного состояния систем прямолинейной прокладки при различной форме компенсаторов (треугольной, трапециевидной и П-образной). Представленные в работе зависимости поперечных перемещений и максимальных напряжений от геометрических параметров системы и коэффициента трения на опорах (см. рисунок 2) представляют определенную научную новизну, а сформулированные выводы представляют практический интерес.

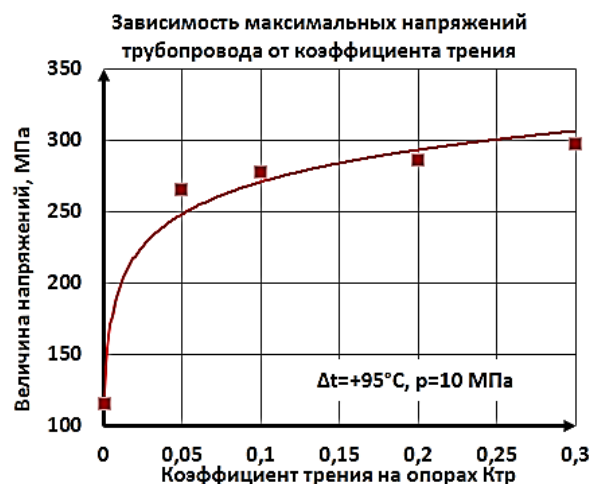
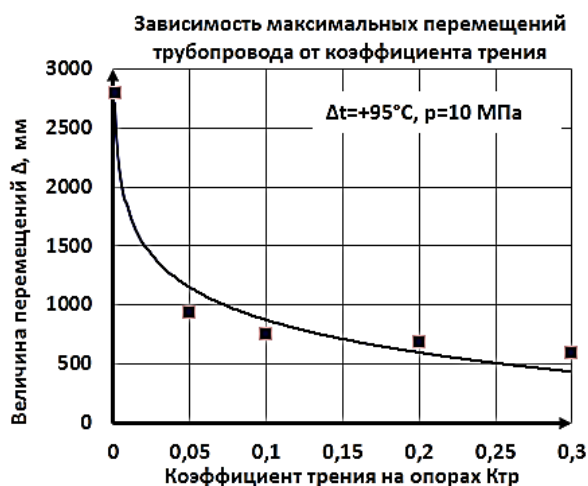


Рисунок 2 – Зависимость поперечных перемещений трубопровода и максимальных напряжений от изменения величины коэффициента трения на опорах,  $K_{тр}=0 \div 0,3$

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дерцакян, А.К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах / А.К. Дерцакян, Н.П. Васильев. – Москва : Недра, 1978. – 167с.
2. Петров, И.П. Надземная прокладка трубопроводов / И.П. Петров, В.В. Спиридонов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Недра, 1973. – 472 с.
3. Спиридонов, В.В. Моделирование работы надземных трубопроводов / В.В. Спиридонов, В.П. Черний // Проектирование и строительство трубопроводов и нефтегазопромысловых сооружений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1972. – №1.
4. Харионовский, В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Санкт-Петербург : Недра, 1990. – 180 с.

УДК 330.322.2:656.56

### ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РИСКИ ПРЕДПРИЯТИЙ-ОПЕРАТОРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

*С.В. Бословяк, Полоцкий государственный университет,  
г. Новополоцк, Беларусь*

Отраслевая и территориальная структура экономики Беларуси, особенности её экспорта определяют существенную роль трубопроводного транспорта в транспортной инфраструктуре страны, доля которого в общем объеме грузооборота страны в период с 2013 г. по 2017 г. составляла от 43,3 % до 48,1 %. Удельный вес транзитной составляющей в общем объеме грузооборота трубопроводного транспорта в данном периоде сложился на уровне 70-72 % [1].

Одним из необходимых условий поддержания достигнутого уровня пропускной способности и повышения конкурентоспособности предприятий магистрального трубопроводного транспорта нефти является осуществление их эффективной инвестиционной деятельности, цели которой должны быть взаимосвязаны с перспективами развития топливно-энергетического комплекса и экономики страны в целом.

Большое внимание инвестициям в основной капитал уделяется и в силу высокой фондоёмкости предприятий отрасли. Это в полной мере характерно для двух белорусских операторов магистральных нефтепроводов (ОАО «Гомельтранснефть Дружба» и ОАО «Полоцктранснефть Дружба»), где удельный

вес долгосрочных активов в общей стоимости имущества составляет более 80 %. Следовательно, необходимы значительные инвестиции для поддержания линейной части, технологического оборудования и систем автоматизированного управления в работоспособном состоянии, обеспечивающем надлежащее качество и безопасность оказания транспортных услуг.

Учитывая особенности магистрального трубопроводного транспорта, необходимо принимать во внимание возможность изменения в процессе реализации инвестиционных проектов следующих параметров: сроки и объемы финансирования; сроки и стоимость строительства, строительно-монтажных и пусконаладочных работ, реконструкции, модернизации; сроки поставок и стоимость оборудования, материалов ресурсов и сырья; грузооборот; эксплуатационные затраты; тарифная выручка [2, с. 216].

Наиболее приемлемой представляется классификация рисков по стадиям инвестиционного проекта: предынвестиционной, инвестиционной и эксплуатационной. Так, на предынвестиционной стадии определяющую роль играет полнота и достоверность имеющейся информации, а также адекватность применяемого методического инструментария оценки экономической эффективности. Большинство рисков инвестиционной стадии проявляются в увеличении инвестиционных затрат или сроков реализации проекта. Эксплуатационные риски магистральных нефтепроводов, как правило, сведены к минимуму по причине необходимости строгого соблюдения требований технических регламентов и стандартов. Учет рисков на каждой из названных стадий будет способствовать оптимальному расходованию инвестиционных ресурсов и разработке своевременных мероприятий по снижению их негативного воздействия.

Применительно к оценке рисков строительства, реконструкции и модернизации магистральных нефтепроводов представляется целесообразным дополнить существующие процедуры принятия инвестиционных решений следующими процессами: выявление и идентификация рисков; формирование матрицы рисков с учетом особенностей деятельности компании-оператора; анализ влияния рисков на показатели эффективности конкретных инвестиционных проектов с построением прогностической модели.

Отдельного внимания заслуживает метод критических переменных, суть которого заключается в поиске таких значений входных параметров проекта, которые являются граничными с точки зрения принятия инвестиционного решения. По соотношению критических и наиболее вероятных значений этих параметров выбирают те, которые в наибольшей степени влияют на результаты оценки эффективности инвестиций и определяют мероприятия по предотвращению возможных негативных последствий их изменения в течение всего срока реализации проекта [3, с.99]. Здесь возможно как проведение вариативных расчетов по совокупности одновременно принимаемых технологических решений в рамках сценарного подхода, так и осуществление оценки экономической эффективности последовательных технологических решений (динамический сценарный подход).

Система учета рисков, сопутствующих инвестиционному проекту во всех аспектах деятельности предприятия-оператора, является необходимым условием эффективного функционирования системы управления рисками. Разработка формализованной процедуры управления рисками инвестиционных проектов строительства, реконструкции и модернизации магистральных нефтепроводов, ее интеграция в процесс общего менеджмента предприятия-оператора позволит организовать системную работу по выявлению и оценке рисков проектов. Кроме того, комплекс мероприятий по мониторингу и управлению критическими параметрами инвестиционных рисков даст возможность контролировать их влияние на ход реализации проектов.

Таким образом, система управления инвестиционными рисками является важным компонентом обеспечения надежного и бесперебойного функционирования как технологических, так и организационно-управленческих процессов предприятий-операторов магистральных нефтепроводов. Внедрение такой системы позволит повысить эффективность функционирования и улучшить инвестиционную привлекательность предприятий-операторов магистральных нефтепроводов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Транспорт и связь в Республике Беларусь: статистический сборник. – Мн., 2018. – 114 с.
2. 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.
3. Сериков, П.Ю. О рисках инвестиционных проектов строительства магистральных нефтепроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1(13). – С. 94-100.

УДК 622.691.4.07

#### **МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ**

*Г.Р. Бурнашова, филиал ПАО «Газпром газораспределение Уфа» в д. Князево  
(Центральный филиал), Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

Проблема безопасности и надежности систем газораспределения и газопотребления (СГРГП) становится более острой в связи с реализацией масштабной программы газификации городов и населенных пунктов, повышением доли населения в потреблении природного газа, а также выходом из строя оборудования, исчерпавшего технический ресурс. СГРГП определяются решениями, принятыми на этапе проектирования, качеством их реализации на этапе строительства, организацией обслуживания и ремонтов на этапе эксплуатации. Несмотря на разнородность информации, статистический анализ и обработка данных позволяют получить комплексную оценку промышленной безопасности предприятия и надежности снабжения потребителей, выявить узкие места и проводить мониторинг состояния газового комплекса в целом, сопоставляя их по уровню надежности и промышленной безопасности. В процессе эксплуатации сети газораспределения должны выполняться следующие регламентные работы по мониторингу технического состояния газопроводов:

1. Проверка состояния охранных зон газопроводов путем визуального осмотра, относящихся к ним земельных участков с целью выявления: утечек газа из газопроводов, нарушения условий выполнения сторонними организациями земляных и строительных работ, нарушения состояния грунта на трассе подземного газопровода;

2. Технический осмотр (внешний) подземных и надземных газопроводов (проверка состояния газопроводов, защитных футляров газопроводов, запорной арматуры, компенсаторов, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электропроводов, габаритных знаков в местах проезда автотранспорта) и выявление утечек с помощью приборов (проверка герметичности разъемных соединений запорной арматуры, сифонных трубок конденсатосборников, наличия газа в контрольных трубках защитных футляров подземных газопроводов, загазованности газовых колодцев, загазованности подвалов зданий, не оборудованных средствами контроля загазованности помещений и т.д.);

3. Техническое обследование подземных газопроводов: выявление мест повреждений изоляционных покрытий газопроводов и утечек газа из труб и соединений газопроводов, электрометрическое обследование участков газопроводов, проложенных под автомобильными и железными дорогами, с целью определения наличия (отсутствия) контактов «труба - футляр»;

4. Оценка технического состояния подземных и надземных газопроводов;

5. Техническое диагностирование подземных газопроводов, осуществляемое с целью определения технического состояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации, на основании проведенной экспертизы.

Диагностирование газопроводов включает анализ технической документации, диагностирование без вскрытия газопровода и шурфовое диагностирование, что в свою очередь включает: проверку соответствия трассы газопровода исполнительной документации, проверку на герметичность, проверку защитного покрытия на наличие дефектов и повреждений, оценку коррозионной агрессивности грунта, определение опасного влияния блуждающего постоянного и переменного токов, проверку эффективности работы ЭХЗ, проверку состояния технических устройств, установленных на газопроводе, выявление мест повышенных напряжений газопроводов, определение состояния поверхности металла и контроль геометрических размеров трубы, определение физикомеханических свойств металла трубы, определение остаточного ресурса газопровода.

Несмотря на все регламентные работы по мониторингу технического состояния газопроводов в системе газораспределения России выявлены следующие проблемы:

1. Ограничение роста объемов транспортировки по существующим сетям газораспределения и снижение технической возможности подключения к существующей сети газораспределения новых потребителей из-за наличия участков газопроводов с недостаточной пропускной способностью;

2. Недостаточное количество секционирующих отключающих устройств в схемах газоснабжения, что влечет за собой в случае аварий или плановых работ отключение большого количества потребителей и значительные потери газа;

3. Отсутствие рассекающей запорной арматуры на участках газопроводов, закольцованных от разных источников питания (пунктов редуцирования газа, газораспределительных станций);

4. Качество одоризации газа, то есть придания ему специфического запаха для обнаружения утечек потребителями. В результате развития газораспределительных сетей на большие расстояния от газораспределительной станции в удаленных точках концентрация одоранта в транспортируемом газе снижается, что приводит к понижению способности обнаружения потребителями возможных утечек газа.

В связи с этим к регламентным работам следует добавить мероприятия по обеспечению эксплуатационной надежности, которые связаны с контролем пропускной способности газовой сети, что необходимо учитывать вместе с результатами по техническому диагностированию газопроводов. К таким мероприятиям относятся:

1. Оперативный замер давления в характерных точках газораспределительной сети в зимний период вовремя наиболее холодного времени года, когда имеют место пиковые максимальные нагрузки;

2. Оценка пропускной способности газопроводов сетей газораспределения с целью определения технической возможности подключения перспективных потребителей и определения резерва пропускной способности;

3. Своевременная реконструкция и ликвидация дефицита пропускной способности газопроводов: замена пунктов редуцирования газа, перекладка участка сети с увеличением диаметра газопровода, строительство газопроводов - закольцовок с целью подпитки ненадежного участка газопровода и выравнивания давления по сети в целом, а также реконструкцию с переводом участка газопровода на высшую категорию давления (повышение давления) с установкой пунктов редуцирования газа у каждого потребителя;

4. Необходимо совершенствовать узлы управления потоками газа путем их рациональной расстановки и при необходимости замены существующих ненадежных отключающих устройств на современные для обеспечения требуемой надежности распределения газа;

5. Необходимо проводить периодический мониторинг газораспределительных систем с учетом гидравлической увязки от разных источников питания и возможности перераспределения потоков газа при отключении отдельных участков газопровода или источников питания от газовой сети на аварийные или регламентированные работы. Моделирование рациональной расстановки запорной арматуры на газораспределительных сетях должно выполняться как по каждой категории газопровода отдельно (низкого, среднего и высокого давления), так и в комплексе переключения по всей газораспределительной сети от газораспределительной станции до конечного потребителя газа. Расстановку



отключающих устройств следует осуществлять с целью снижения затрат на пуско-наладочные операции после остановок поставки газа, а также для обеспечения минимизации ущерба окружающей среде и экономических потерь в результате выбросов газа при продувках и аварийных ситуациях.

УДК 622.692.4

## **СРАВНЕНИЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ АНКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ**

*А.Н. Бутовка, АО ВНИИСТ, г. Москва*

Трасса трубопровода может проходить в различных топографических, геологических, инженерных и климатических условиях. Так, они могут пересекать множество рек, озер, болот и зон многолетнемерзлых грунтов. Для безопасной и надежной эксплуатации трубопровода необходимо сохранение его проектного положения. Для этого используются различные способы балластировки и закрепления трубопроводов.

В данной работе рассмотрены области применения конструкций анкерных устройств (далее – АУ), сравнение несущей способности винтовых АУ, АУ с повышенной удерживающей способностью, вмораживаемых АУ, раскрывающихся АУ и вакуумных АУ, сравнение несущей способности винтовых АУ с натурными испытаниями винтовых АУ.

Проведен теоретический расчет несущей способности АУ различных конструкций. Получены графики зависимостей несущей способности винтовых АУ, винтовых АУ с повышенной удерживающей способностью, вакуумных АУ от глубины погружения, от типа грунта (от угла внутреннего трения грунта); график зависимости вмораживаемых АУ от температуры грунта. Рассмотрен удельный вклад силы присосы в несущую способность вакуумных АУ. Также несущая способность АУ сравнивается с классическими утяжелителями. Проведено сравнение несущей способности винтовых АУ с натурными испытаниями винтовых АУ.

В результате проведенного исследования были сделаны следующие выводы:

- Несущая способность АУ линейно увеличивается с увеличением глубины.
- Несущая способность единицы различной конструкции АУ выше, чем вес бетонного утяжелителя.
- Винтовые АУ, АУ раскрывающегося типа рационально использовать в грунтах с высоким углом внутреннего трения (свыше 20-25), так как их несущая способность АУ увеличивается с ростом угла внутреннего трения. К таким грунтам можно отнести сухие и влажные пески, суглинки, сухой и влажный торф.
- Вмораживаемые АУ следует применять на грунтах имеющих отрицательную температуру в местах расположения анкера, так как несущая способность резко снижается при увеличении температуры.

– Вакуумные АУ рационально использовать в грунтах с низкой составляющей силы трения на поверхности анкера, то есть где больший «вес» будет иметь сила присоса, где остальные АУ будут уступать по несущей способности.

– Методики расчета имеют незначительную погрешность в сравнении с результатами натурных испытаний. В последующем необходима корректировка заложенных в методики коэффициентов. Также методики не учитывают влияние долговременной выдергивающей нагрузки на АУ и выход анкера в процессе эксплуатации, что сказывается на надежности закрепления трубопровода.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гулин Д.А., Салихов Б.И., Султанмагомедов Т.С., Султанмагомедов С.М. Расчет удерживающей способности вакуумного анкерного устройства // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2017. - №3. – С. 33-37.

УДК 622.692

### **СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА**

*Т.И. Вафин, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа*

В докладе рассматривается актуальность данной проблемы, основанной на анализе множества литературных источников и диссертаций по данной тематике.

Как известно как в системе ПАО «Транснефть», так и в системе ПАО «Газпром» остаются протяженные участки магистральных трубопроводов со сроком эксплуатации от 30 лет и более. Своевременная и точная техническая оценка состояния объекта необходима, поэтому определение ресурса остается актуальной задачей.

Особое внимание вызывают потенциально опасные участки. Для их выявления специалистами ООО «Газпром Трансгаз Уфа» была предложена классификация дефектов на три категории «а», «b» и «с», основанная на анализе отчетов ВТД, что позволило выделять наиболее опасные участки, которые в первую очередь необходимо обследовать непосредственно на трассе в шурфах.

В данной работе предложена методика по определению остаточного ресурса, которая основывается на анализе напряженно-деформированного состояния газопровода, анализе дефектов по результатам внутритрубной диагностики, определение коэффициентов концентраций напряжений и напряжений с учетом дефектов в сварных соединениях

С магистрального газопровода «Уренгой-Петровск» были получены образцы сварных соединений, которые в настоящий момент подготавливаются к испытаниям разрушающего и неразрушающего методов контроля. Были определены и выявлены такие дефекты, как шлаковые включения и сферические поры малого размера при помощи радиографического метода контроля. Проведен химический анализ стали на вырезанном образце с газопровода при помощи портативного прибора рентгено-флуоресцентного спектрометра Olympus

Innov-X Delta Premium. В дальнейшем по полученной в результате испытаний величине можно будет сделать вывод о концентрации напряжений.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рафиков С.К. Оценка напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода с использованием данных внутритрубной дефектоскопии / С.К. Рафиков // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2016. – № 4. – С. 12-19.

УДК 622.692

### **ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

*Т.И. Вафин, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день существует множество различных методов диагностирования и прогнозирования срока остаточного ресурса. Необходимо отметить, что большое количество научных трудов и исследований посвящено выявлению закономерностей, позволяющих количественно описать поврежденность и структурное состояние стали по значениям ее электромагнитных свойств. Исследованы изменения электромагнитных свойств стали, подверженных силовому воздействию, термомеханической обработке, модификации поверхности внедрением легирующих элементов и фрикционному воздействию. Установлено, что электромагнитные свойства являются чувствительными по отношению к НДС и виду структуры металла.

Особый интерес представляет вихретоковый неразрушающий контроль. Данный метод контроля нашел широкое применение как метод дефектоскопии, измерения вибрации, выявления отклонений от заданной геометрической формы. В его основе лежит явление электромагнитной индукции. При взаимодействии переменного внешнего электромагнитного поля с токопроводящим материалом на поверхности последнего индуцируется переменный круговой ток. Он становится источником вторичного электромагнитного поля, взаимодействующего с внешним полем. Результат взаимодействия регистрируется измерительными устройствами в виде сигнала и зависит как от электромагнитных свойств контролируемого материала (электропроводность, магнитная проницаемость), так и средств контроля (характеристики возбуждающего сигнала, конструктивное исполнение преобразователя).

При использовании определенного набора входных параметров, алгоритма измерений и обработки данных, вихретоковый контроль может быть применен для оценки повреждений, связанных с изменением микроструктуры сталей ферритно-перлитного класса. Параметры функции переходного процесса в системе «вихретоковый преобразователь – объект контроля» являются чувствительными к изменению структуры углеродистых и низколегированных конструкционных сталей. Эта функция была названа откликом электрического сигнала (ОЭС).

Используемый в исследованиях комплекс включает в себя внешнее измерительное устройство Tie Pie SCOPE HS801, накладной преобразователь трансформаторного типа и устройство вывода (персональный компьютер). Основным элементов комплекса является универсальное внешнее измерительное

устройство Tie Pie SCOPE HS801, предназначенное для исследований характеристик электрических полей.

Данный прибор является цифровым осциллоскопом, сочетающим в себе генератор электрического сигнала и осциллограф. Программное обеспечение устройства имеет широкую функциональность, и позволяет вести работу в режимах осциллографа, анализатора спектра, вольтметра, а также генерировать электрический сигнал с различными параметрами.

Принцип измерений амплитуды ОЭС основан на регистрации ЭДС, индуцированной в проводящей цепи, при изменении магнитного потока. На генераторную обмотку преобразователя подается переменный электрический ток с заданной амплитудой напряжения. Он порождает переменное электромагнитное поле, линии которого пронизывают измерительную обмотку, индуцируя в ней ЭДС.

С магистрального газопровода «Уренгой-Петровск» были получены образцы сварных соединений, которые в настоящий момент подготавливаются к испытаниям разрушающего и неразрушающего методов контроля. Были определены и выявлены такие дефекты, как шлаковые включения и сферические поры малого размера при помощи радиографического метода контроля. Проведен химический анализ стали на вырезанном образце с газопровода при помощи портативного прибора рентгено-флуоресцентного спектрометра Olympus Innov-X Delta Premium.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рябов А.А. Прогнозирование остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров с применением электромагнитных измерений: дисс. канд. техн. наук: 05.02.13 / Рябов Александр Андреевич. Уфа, 2018. 156 с.
2. Рафиков С.К. Неравномерность состава и свойств металла электродугового сварного шва и околошовной зоны / С.К. Рафиков, Т.И. Вафин, Г.С. Шарнина // в сборнике: Трубопроводный транспорт – 2017. Материалы XII международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа, 2017. – С. 300-302.
3. Шарнина Г.С. Оценка дефектов сварных соединений магистральных газопроводов / Г.С. Шарнина, С.К. Рафиков, Т.И. Вафин // в сборнике: Трубопроводный транспорт – 2018. Материалы XIII международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа, 2017. – С. 292-293.

УДК 622.691.4.053.:005.52(204.1) - 77

### **КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ МЕТОДОМ КРИВЫХ ВСТАВОК**

*Н.С. Вишневская, В.А. Жаров, УГТУ, г. Ухта*

ПП (подводные переходы) являются наиболее напряженными участками трубопроводной системы газоснабжения.

Существуют три основных технологии производства работ по строительству и капитальному ремонту подводных переходов магистральных и разводящих трубопроводов через водотоки:

-традиционный метод укладки трубопровода в подводную траншею с применением для разработки траншеи и укладки рабочей плети методов и технологий подводно-технических работ (далее по тексту - метод ПТР);

- метод наклонно-направленного бурения скважины под русловой частью водотока и протаскивание рабочей трубы перехода в скважину (далее по тексту - метод ННБ);

- метод микротоннелирования, - устройство горизонтального тоннеля под дном водотока с облицовкой стенок железобетонными трубами или без облицовки - когда роль стенки скважины выполняет последовательно продавливаемая (наращиваемая) вслед за буровой головкой рабочая труба перехода трубопровода.

В данном докладе рассматривается альтернативный метод устройства переходов под водотоки, так называемый «метод кривых». В основу метода положено бурение скважины под водотоком буровыми головками, аналогичными используемым в методе микротоннелирования. За счет кривизны рабочей трубы реализуется возможность выполнения работ непосредственно с поверхности земли. Отпадает необходимость в проектировании и устройстве сложных переходных участков трубопровода от уровня нормальной укладки на берегах, до уровня низшей точки перехода микротоннелированием.

«Метод кривых» основан на применении оборудования и технологий, аналогичных используем в методе микротоннелирования - микротоннельного комплекса MTS 1000 3M. Скважина пробуривается за один проход бурового инструмента. Реализуемые на рассматриваемом комплекте оборудования диаметры рабочей трубы 1020, 1220 и (с использованием специальной насадки и толкателя PPP 600), - 1420 мм. Принципиальное отличие метода заключается в использовании для рабочей трубы перехода элементов кривых искусственного гнутья с угломгиба до 3°. За счет специально созданной кривизны рабочей трубы реализуется возможность бурения, сварки и проталкивания рабочей трубы перехода с поверхности земли (с береговых урезов водотока). При этом кривизна достаточна для заложения рабочей трубы перехода на уровне 6 и более метров под дно водотока.

Электронное управление процессом бурения осуществляется за счет контролируемого поворота буровой головы на конце рабочей трубы. Заполнение «затрубного пространства» - глинистым раствором, аналогично методу микротоннелирования.

Преимущества:

1. За счет применения усовершенствованной системы толкателя PPP 400 и специально подобранного комплекта наземного бурового оборудования, протяженность бурения доведена до 200 -240 м. В рамках возможной протяженности перехода, метод кривых сохраняет все преимущества, закрытой проходки скважины, присущие методам микротоннелирования и ННБ, в т.ч.:

- экологическую чистоту производства работ;
- достаточную устойчивость процессов бурения в слоистых, полускальных грунтах и при возможных появлениях валунов;
- вынос разбуренного грунта в потоке воды, по замкнутому циклу «рабочая голова», - вспомогательные трубопроводы - наземное оборудование установки;

- глинистый раствор используется только для заполнения «затрубного пространства». Давление закачки глинистого раствора 0,1 - 0,2 МПа практически полностью исключает его утечки в трещины и поры основной разбуриваемой породы.

2. Геометрия кривизны рабочей трубы перехода позволяет успешно преодолевать малые и средние (до 100-120 м) водотоки. При этом «рабочий котлован» и расчетный выход на поверхность рабочей трубы могут быть расположены в непосредственной близости от берегового уреза воды.

3. Выполнение всех работ с поверхности земли исключает необходимость устройства шахт и сложных береговых «уток» заглубления трубопровода. Стандартный размер элементов наращивания - 1 кривая искусственного гнутья, не требуется дополнительной резки и сварки.

4. Наземное оборудование комплекта установки размещается на относительно небольшой рабочей площадке. Необходимость в больших котлованах для бурового раствора - исключена. Общая площадь рабочей площадки в разы меньше чем для метода ННБ.

5. Отходы бурового раствора (бентонита), возвращаемые на рабочую площадку отсутствуют. Разработанный грунт скважины выносятся на поверхность водой.

Недостатки:

1. В рамках освоенных технологий и примененного оборудования, протяженность переходов выполняемых «методом кривых» ограничена длиной (от входа до выхода) 200 - 240 метров.

Выводы

«Метод кривых» имеет ряд существенных технико-экономических преимуществ:

Экологичность – не нарушается русловая часть водоема, включая береговую линию. Процесс бурения сопровождается подачей воды по соединительным линиям в призабойную зону. Подача бентонита происходит по внутритрубным коммуникациям. За счет герметичной манжеты на стартовом окне и ламинарном движении потока бентонитового раствора отсутствует выход бентонита на поверхность. Нет необходимости в его утилизации.

Надежность и долговечность – трасса сооружаемого перехода имеет арочную конструкцию. Такая жесткая конструкция дюкера из предварительно изогнутых труб гарантирует, что трубопровод никогда не всплывет и не провалится в процессе эксплуатации

Безопасность – данный показатель достигается за счет возможности глубокой заделки трубопровода от поверхности и следовательно отсутствия сезонных колебаний температуры и паводков на трубопровод.

Технологичность – высокая технологичность метода обусловлена большой степенью механизации работ, незначительным количеством техники и оборудования для выполнения основных и вспомогательных операций.

Высокая точность прокладки – возможность осуществить прокладку трубопровода точно в соответствии с заданной проектной трассой.

Относительно низкая стоимость работ.

Малые сроки выполнения работ – за счет высокой скорости укладки труб средняя скорость укладки составляет до 20 м/сут с учетом сварочных и изоляционных работ.

«Метод кривых» является актуальным и наиболее эффективным при ремонте переходов трубопровода через водные преграды шириной до 200 м.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов;
2. Инструкция по строительству и ремонту подводных переходов магистральных газопроводов «Методом кривых» при проектировании, строительстве и ремонте.
3. Вишневская Н. С., Жаров В. А. Анализ существующих методов капитального ремонта переходов МГ через водные преграды.

УДК 621.642.075.3, 621.642.075.4+ 621.642.86

### **К НАЗНАЧЕНИЮ РЕСУРСА ПЕРИФЕРИЙНОГО УПЛОТНЕНИЯ ПЛАВАЮЩЕГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРА**

*Р.З. Гадельшин, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

Для сокращения потерь от испарения наземные резервуары для хранения нефти и бензина оснащают плавающими на поверхности продукта покрытиями. Уплотнитель, формирующий контактное давление на стенку резервуара и исключая тем самым проникновение паров хранимого продукта в окружающую среду из кольцевого зазора, является основной частью периферийного уплотнения плавающего покрытия. Основной причиной отказа уплотнителя является фрикционный износ вследствие его перемещения относительно стенки при эксплуатации. Основными видами повреждений уплотнителей являются снижение толщины вплоть до образования сквозных отверстий, деформация, разрывы различной формы и протяженности. Условие нахождения уплотнителя в исправном состоянии по критерию фрикционного износа можно записать как:

$$S = I_h l T > [S]$$

где  $S$ ,  $[S]$  – фактическая и допустимая толщина уплотнителя, м;

$I_h$  – интенсивность износа уплотнителя, м/м;

$l$  – ежегодная наработка (путь трения) уплотнителя, м/год;

$T$  – срок эксплуатации, лет.

Параметры нагружения периферийных уплотнений исследовались М.Г. Каравайченко [1], однако значений наработки в его работах не приведено. Нами изучены режимы эксплуатации резервуаров ёмкостью 50000 м<sup>3</sup> и получены значения ежегодной наработки периферийных уплотнений. Для резервуаров ёмкостью 50000 м<sup>3</sup>, реализующих режим «через резервуар», максимальная наработка составила 2,8 км/год, для резервуаров, реализующих режим «подключенная ёмкость» - 1,7 км/год.

Замена первичного уплотнения возможна только после вывода резервуара из эксплуатации, поэтому его ресурс определяется с учетом величины межремонтного интервала резервуара (20 лет). Следовательно, ресурс первичного уплотнения должен составлять не менее чем  $l \times T = 2,8 \text{ км/год} \times 20 \text{ лет} = 56$

км. Для замены вторичного уплотнения вывод резервуара из эксплуатации не требуется, поэтому его ресурс можно принять как  $l \times T = 2,8 \text{ км/год} \times 10 \text{ лет} > 28 \text{ км}$ .

Полученные результаты позволят уточнить технические требования к уплотнителям, повысят достоверность оценки ресурса и технического состояния периферийных уплотнений за счет обоснованного назначения наработки.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каравайченко, М.Г. Резервуары с плавающими крышами / М.Г. Каравайченко, Л.А. Бабин, Р.М. Усманов – М.: Недра, 1992. – 236 с.

УДК 69.07

### ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ТРЕХСЛОЙНОГО ШАРОВОГО РЕЗЕРВУАРА

*Л.И. Газалеев, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа*

При практическом применении метода конечных элементов следует помнить о проблемах, связанных с точностью и длительностью расчета. Расчет тем точнее, чем меньше размер конечных элементов. При слишком больших конечных элементах результат может быть неверный, несмотря на правильно введенные данные и правильную работу программы [1].

Исследование сходимости результатов расчета трехслойного шарового резервуара осуществляется при помощи повторного расчета с элементами, уменьшенными относительно разбишки на конечные элементы в предыдущем расчете. Если результаты этих двух расчетов отличаются не ниже, чем вероятность получения результатов – 0,95, то можно считать, что расчет выполнен правильно в пределах требуемой погрешности.

На рисунке 1 представлен анализ сходимости результатов расчета перемещений относительно размеров конечного элемента.

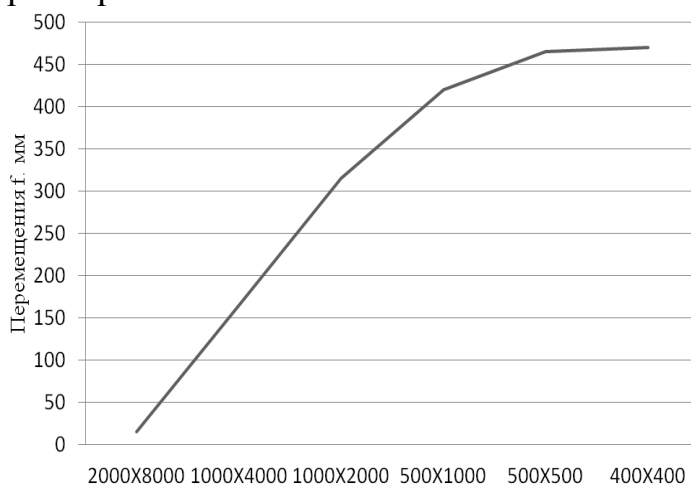


Рисунок 1 – График сходимости результатов расчета перемещений относительно размеров конечного элемента

В попытках приблизить поведение расчетной модели трехслойного шарового резервуара к реальной работе при его эксплуатации приходится назначать конечным элементам все новые, более сложные в вычислительном плане характеристики. Учесть такое поведение конструкции позволяет нелинейная постановка расчета. Нелинейные расчеты выполняются с применением шагового ме-



тода, идея которого основана на отслеживании поведения системы при относительно малых приращениях нагрузки [2]. При нелинейном расчете определяется достаточное количество шагов таким образом, чтобы погрешность последних двух расчетов составляла не более 5%.

На рисунке 2 представлен анализ сходимости результатов расчета перемещений относительно количества шагов.

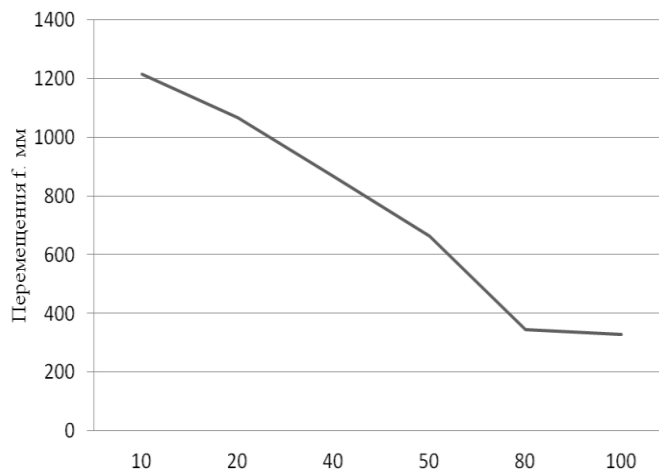


Рисунок 2 – График сходимости результатов расчета перемещений относительно количества шагов

Таким образом, исследование сходимости показало, что для получения результатов расчета трехслойного шарового резервуара с вероятностью не ниже 0,95 необходимо, чтобы размер конечного элемента составлял не более 400х400мм, а количество шагов – не менее 80.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рогалев А.Н., Доронин С.В. Вопросы сходимости конечно-элементных оценок напряженного состояния силовых конструкций с концентраторами напряжений/ А.Н. Рогалев, С.В. Доронин. – ИГУПС, 2015 г. – 13 с.
2. Карпиловский В. С., Криксунов Э. 3. SCAD OFFICE. Вычислительный комплекс SCAD.– Москва, 2012 г. – 658 с.

УДК 620.193.47

## **ПРИМЕНЕНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ**

*Д.С. Гайсин, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

К важнейшим задачам нефтегазового комплекса наряду с обеспечением целостности магистральных трубопроводов относится безаварийная надежная эксплуатация промысловых трубопроводов.

Промысловые трубопроводы работают в тяжелых условиях комплексного воздействия механических нагрузок, химического и абразивного воздействия. В связи с этим заявленные сроки эксплуатации трубопроводов, как правило, не выдерживаются – выход из строя наступает значительно раньше положенного. С целью повышения технологической и экономической эффективности эксплуатации трубопроводов нефтегазовые компании все чаще начинают использовать неметаллические трубы [1].

В работе обобщен опыт применения труб из полимерных композитов используемых для транспорта углеводородов в России и за рубежом. Проанали-

зированы проблемы, возникающие как при строительстве, так и при эксплуатации труб из полимерных и композиционных материалов. Показаны преимущества применения композитных труб по сравнению со стальными. Предложены пути повышения эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов.

Трубопровод из композитного материала отличается ряд преимуществ по сравнению с традиционными металлами и сплавами:

- удельная прочность, не уступающая удельной прочности стальных труб;
- коррозионная стойкость и химическая инертность, что дает возможность использования без применения защитных лакокрасочных покрытий;
- гладкая внутренняя поверхность, обеспечивающая низкое гидравлическое сопротивление и отсутствие отложений;
- низкое значение теплового коэффициента линейного расширения, что увеличивает срок службы и долговечность композитного материала [2].

Однако применение композитных труб связано с некоторыми проблемами:

- повышенная «газопроницаемость» материала, возрастающую пропорционально повышению напряжений в стенке многослойной трубы;
- отсутствие надежных газогерметичных соединений трубной продукции;
- отсутствие в настоящее время единого подхода к расчету и обоснованию эксплуатационных характеристик, а также методов оценки качества армированных и многослойных труб из полимерных композиционных материалов.

Внедрение полимерных труб и трубопроводов может являться одним из приоритетных факторов ускорения развития научно-технического прогресса в нефтяной и газовой отраслях.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ягубов, Э.З. Композиционно-волокнистые трубы в нефтегазовом комплексе: монография / Э. З. Ягубов, под редакцией д.т.н., профессора И. Ю. Быкова. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 271 с.
2. Волков, А.С. Применение композитных трубопроводов в нефтяных компаниях / А.С. Волков // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 5. – С. 44 – 47.

УДК 620.193.47

### КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Д.С. Гайсин, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа*

В нефтегазовой отрасли России объем применения изделий из полимерных композитов по сравнению с международной практикой пока еще незначителен. Это связано с рядом объективных и субъективных причин, из которых особо можно выделить две: недостаток информации у потребителей о достоинствах изделий из полимерных композитов по сравнению с традиционными материалами и отсутствие развернутых технико-экономических обоснований эффективности их применения [1]. Одним из примеров замены традиционной стали на композиты в трубопроводном строительстве может служить применение стеклопластиковых защитных футляров. Несмотря на применение электрически изолированных фиксирующих элементов, зачастую не удается избежать электрического контакта «труба-футляр», что приводит к ускоренной коррозии

стенки трубы и, как следствие, к ее разрушению [2]. В связи с этим в последнее время во многих регионах страны применяются композитные защитные футляры для участков переходов стальных и полиэтиленовых газопроводов.

При установке композитного футляра отсутствуют сварочные работы, футляр не требует обслуживания и проведения специальных мероприятий по защите от коррозии. Вес композитного футляра для защиты газопроводов и нефтепроводов в 4 раза меньше металлического, поэтому для монтажа не требуется привлечение тяжелой техники. Использование композитов будет возрастать с увеличением потребности нефтегазовой промышленности в материалах с уникальными механическими, химическими и физическими свойствами. Перспективы полимерных материалов связаны с разработкой нанокompозитов, которые позволят расширить спектр применений этого вида материалов и достигнуть требуемых промышленностью параметров.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Серватинский, П.В. Применение и внедрение трубопроводов из композиционных материалов / П. В. Серватинский // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2016. – № 5. – С. 4.
2. Гриценко, С.Н. Методика обследования и диагностики стальных подземных газопроводов, проложенных в стальных футлярах с помощью трассоискателя / С.Н. Гриценко, А.М. Воронкова, В.В. Сулов, А.И. Коваленко // Национальная ассоциация ученых. – 2015. – № 8. – С. 39 – 43.

УДК 621.6.05

### **ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОСТРУЙНОГО ЭЖЕКТОРА ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ НЕОБХОДИМОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОТКАЧКЕ ГАЗА ИЗ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА**

*А.И. Галицкий, А.Д. Успенская, СПбГУ, г. Санкт-Петербург*

Наиболее перспективным и энергосберегающим способом сокращения потерь газа при ремонте линейной части газопровода можно считать применение мобильных компрессорных станций. Но при всех преимуществах данной технологии, у них имеется и ряд недостатков, которые ставят под сомнение перспективу их масштабного применения. Одним из таких является невозможность всасывания газа из ремонтируемого участка компрессором по причине достижения низкого уровня давления в трубопроводе.

В данном исследовании рассматривается вариант, позволяющий в перспективе поддерживать нужный уровень всасывания путем применения газоструйного эжектора.

Способ заключается в следующем: из параллельной работающей линии газопровода высокого давления откачивается газ, который, проходя через эжектор, отбирает часть газа из ремонтируемого участка. Далее эта газовая смесь из разных участков поступает в действующий участок трубопровода.

Согласно исследованиям, порядка 90% газа из ремонтируемой части трубопровода могут быть использованы, не стравливаясь в атмосферу. Существующие сегодня эжекторные системы дают возможность откачки из подлежащего ремонту участка до 50% природного газа, что позволяет всерьез задумать-

ся о внедрении данной технологии в оборудование мобильных компрессорных станций.

Также стоит отметить, что методы откачки трубопровода являются наиболее экономичными для газопроводов большего объема, более высокого давления и наиболее эффективны для плановых работ по техническому обслуживанию и случаев, когда имеется достаточный объем для подключения портативного компрессора [1].

В данной работе выполняется технико-экономический расчет эффективности применения газоструйных эжекторов при откачке газа из ремонтируемого участка газопровода, даётся оценка рентабельности их применения.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Using pipeline pump-down techniques to lower gas line pressure before maintenance // United States Environmental Protection Agency URL: [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll\\_pipeline.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_pipeline.pdf) (дата обращения: 13.04.2019)

УДК 699.88:624.144

### **ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕРМОКАРСТА**

*Э.Р. Гарифуллина, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время получило широкое развитие строительство магистральных газопроводов на территориях распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ). В процессе строительства возникают проблемы, связанные с воздействием газопроводов на естественный температурный режим грунтов. Нарушение этого режима приводит к возникновению экзогенных геологических процессов, наиболее распространенными из которых являются наледеобразование (характерно для трубопроводов надземной прокладки), морозное пучение грунтов и термокарст [1]. Морозное пучение преимущественно возникает при взаимодействии ММГ с «холодными» трубопроводами, а для «горячих» (газопроводов) характерно проявление термокарста [2]. Данная работа посвящена проблеме организации защиты горячих газопроводов от воздействия термокарста. Термокарст представляет собой процесс неравномерного проседания грунтов вследствие льдистых ММГ или подземных льдов [3], в результате которого образуются отрицательные формы рельефа – провалы. В связи с этим по длине трубопровода возникают неравномерные осадки, что приводит к местным прогибам трубопровода. В местах изгибов трубопровода происходит концентрация опасных по величине напряжений.

В результате воздействия термокарста на трубопровод могут возникнуть следующие виды потери устойчивости [4]:

- просадка;
- всплытие;
- всплытие и выпучивание.

Поэтому, для обеспечения безаварийной работы трубопроводов на ММГ необходимо обеспечивать инженерную защиту [5].

Цель данной работы – разработка методики проектирования инженерной защиты газопроводов от воздействия термокарста, позволяющей обеспечить безопасность подземной прокладки.

В работе использовалась следующая методика расчета:

1) на нулевой итерации проводится прочностной расчет, определяющий максимально допустимое значение относительной осадки;

2) затем выполняется тепловой расчет и определяется глубина оттаивания грунта под трубопроводом;

3) используя данные первого и второго расчетов, определяется осадка трубопровода, и ее значение сравнивается с максимально допустимым;

4) после этого принимаются решения по снижению неравномерности осадки, и проверяется значение относительной осадки с учетом принятых решений.

5) определяется соотношение выталкивающей силы воды, возникшей в результате оттаивания ММГ, и нагрузки от собственного веса трубопровода. Делается вывод о возможном всплытии трубопровода.

6) на основании предыдущих пунктов определяются требования к инженерной защите газопровода.

Для достижения цели были выполнены следующие задачи:

- определены ореолы оттаивания ММГ под горячим газопроводом  $D_n = 1420$  мм в первый, пятый и двадцатый годы эксплуатации и на конец срока эксплуатации (30 лет) (моделирование процесса и расчет выполнялись в программном комплексе FROST3D);

- рассчитаны предельно допустимые значения осадки грунта и просадки трубопровода в результате таяния ММГ, определена зависимость этих значений от длины просадочного участка;

- определены расчетные значения осадки грунта и просадки трубопровода в результате оттаивания ММГ;

- произведен расчет выталкивающей силы воды и определены факторы, влияющие на всплытие газопровода;

- предложена методика проектирования инженерной защиты газопровода от воздействия термокарста.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гарифуллина Э.Р. Геотехнический мониторинг магистральных газопроводов на территории распространения многолетнемерзлых грунтов / Э.Р. Гарифуллина, Г.С. Шарнина // материалы 69-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ / УГНТУ. -Уфа, 2018.- Т.1.- С. 522.

2. Шарнина Г.С. Применение геотехнического мониторинга для обеспечения безопасной эксплуатации магистральных газопроводов в криолитозоне / Г.С. Шарнина, Э.Р. Гарифуллина // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы VIII Междунар. молодеж. науч. конф., Уфа, 10-14 дек. 2018 г. / БашГУ. - Уфа, 2018. - Ч.1. - С. 333-338.

3. Скапинцев, А.Е. Геоэкологическое обоснование инженерной защиты и геотехнического мониторинга строительства трубопроводов в криолитозоне / А.Е. Скапинцев // Автореферат. М.: - 2013 г. – 20 с.

4. Шарнина Г.С. Инженерная защита объектов магистрального трубопровода в условиях многолетней мерзлоты / Г.С. Шарнина, Э.Р. Гарифуллина // Деловой журнал Neftegaz.ru.- 2018. - №12. – С. 20-22.

5. Лободенко, И.Ю. Методы инженерной защиты объектов магистрального трубопровода от опасных природных процессов и явлений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №3 – С. 72-78.

УДК 622.691.4-049.32:338.45

## **МЕТОДЫ И СРЕДСТВА МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ**

*А.Р. Гизатуллин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа*

При проведении ремонта участка магистрального газопровода основным приемом его опорожнения является стравливание газа в атмосферу. Нерациональные потери газа несут убытки компании, экологические штрафы, кроме того, приводят к загрязнению атмосферного воздуха [1].

Минимизация потерь газа с выводом из работы участка газопровода с достижением максимально возможного ресурсосберегающего эффекта – одна из ключевых задач повышения энергоэффективности магистрального транспорта. Существуют различные технологии выработки газа на отключаемом участке: подача газа через газораспределительную станцию (ГРС) потребителям; выработка газа из отключенных участков МГ на основе газоперекачивающих агрегатов (ГПА); использование струйных эжектирующих установок для перекачки газа; перепуск газа в проходящий параллельно газопровод (смежный участок газопровода), в том числе с помощью мобильных компрессорных станций (МКС) [2].

Вышеуказанные технологии позволяют увеличить объемы сэкономленного газа, за счет сокращения объема стравленного газа и уменьшения выбросов метана в атмосферу из отключенного участка газопровода, повысить эффективность в области ресурсосбережения.

В работе проанализированы существующие технологии, спроектирована МКС с глубокой откачкой газа, а также предложена методика расчета времени перекачки газа из отключенного участка.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1 Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2018 год [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/47/833239/gazprom-ecology-report-2018-ru.pdf> (дата обращения: 08.03.2019).

2 Гадельшина, А.Р. Анализ эффективности применения мобильных компрессорных станции в магистральном транспорте газа / Трубопроводный транспорт-2015: сб. тр. межд. учебн.-науч.-практич. конф. Уфа: УГНТУ, 2015. – С. 133.

## СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ АЭРОГЕЛЯ

*Э.А. Гилязитдинова, Г.С.Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время создание новых функциональных материалов для теплоизоляции на основе аэрогеля является актуальной и перспективной задачей, так как этот материал обладает целым рядом преимуществ по сравнению с другими теплоизоляционными материалами: стойкость к радиации, хорошие звукоизоляционные свойства, высокая прочность (выдерживает нагрузку, в 2000 раз превышающую собственный вес), экологичность (не содержит опасных веществ и вдыхаемых волокон), высокая огнестойкость (около 1200°C), водонепроницаемость и гидрофобность [1]. Уникальные свойства аэрогеля позволяют применять его под водой и на шельфах, в космической отрасли. Процесс производства аэрогелей сложен и трудоемок, поэтому стоимость 1 м<sup>2</sup> достигает в среднем 57,3 долларов. Главным преимуществом аэрогелевой изоляции, как теплоизоляционного материала, является его легкий вес, что облегчает его транспортировку и процесс монтажа.

На сегодняшний день на рынке России теплоизоляционные материалы на основе аэрогеля (рулонные материалы и вакуумные панели) представлены зарубежными производителями или импортным сырьем для производства. Хотя еще 30 лет назад ученые из Новосибирска создали аэрогель с уникальными светопрозрачными характеристиками, а в 2018 году сибирские ученые первыми в мире научились создавать многослойный аэрогель, дороговизна производства аэрогеля не позволяет российским ученым организовать выпуск материала в промышленных масштабах.

Примером успешного применения теплоизоляционного материала на основе аэрогеля является применение материала Pyrogel® XT в 2011 года на компрессорной станции «Северная» ПАО «Газпром». В результате мониторинга в течении года этого объекта было установлено, что физические теплотехнические свойства не изменились, а уровень шума остался в пределах проектных норм. На сегодняшний день показатели не изменились.

В целях сравнения влияния различных условий использования материала был произведен теплотехнический расчет для нефтепровода диаметром 1020 мм и ограждающей конструкции зданий, в условиях г. Новый Уренгой и г. Уфа. В качестве контрольного материала был рассмотрен базальтовый утеплитель ISOTEC Wired mat100 и теплоизоляционный материал на основе аэрогеля Pyrogel® XT. Температура транспортируемой нефти 40°C. Ориентация трубопровода горизонтальная.

Таблица 1 – Сравнительный анализ характеристик утеплителей

| Материал            | Коэффициент теплопроводности<br>Вт/(м·°C) | Плотность материала<br>кг/м <sup>3</sup> |
|---------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------|
| ISOTEC Wired mat100 | 0,034                                     | 100                                      |
| Pyrogel® XT         | 0,014                                     | 160                                      |

В ходе теплотехнического расчета с учетом долговечности и транспортных расходов были получены данные по стоимости теплоизоляции на 1 год службы материала, результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Стоимость теплоизоляции на 1 год службы материала, млн руб.

| Материал                |               | Pyrogel® XT | ISOTEC Wired 100 |
|-------------------------|---------------|-------------|------------------|
| Нефтепровод             | Новый Уренгой | 692,47      | 686,1            |
|                         | Уфа           | 661,26      | 333              |
| Ограждающая конструкция | Новый Уренгой | 126,42      | 69,58            |
|                         | Уфа           | 90,27       | 41,7             |

Расчеты показали, что использование аэрогеля для массового утепления не целесообразно. Рекомендуем применять его в качестве тепло- и морозозащиты, а так же в агрессивных средах, в которых использование стандартных материалов затруднительно, например, в зонах контакта нефтепровода с морской водой.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бушманова А.В. Инновационные материалы на основе аэрогеля в строительстве / А.В. Бушманова, Н.В. Виденков, Л.В. Доброгорская, К.В. Семенов, В.В. Федотов // Alfabuild – 2017. – №1 (1). – С. 89–98.
2. Салимова Р.Р. Свойства и применение аэрогеля // Наука в современном обществе: закономерности и тенденции развития. Сборник статей международной научно-практической конференции: в 2 частях. 2016. С. 181-183.

УДК 622.692.4

### **ФОРМИРОВАНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ МАШИН С ПОМОЩЬЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

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

При строительстве и ремонте объектов нефтегазовой отрасли используется многочисленная техника – бульдозеры, экскаваторы, краны, краны-трубоукладчики и т. д. Поддержание средств механизации в работоспособном состоянии является необходимым условием выполнения работ в установленные сроки и с определенной стоимостью. Максимальный коэффициент готовности (коэффициент использования) комплексов машин позволяют обеспечить системы технического обслуживания. В частности, возникает необходимость повышения эффективности использования технологических ресурсов и формирования оптимальных комплектов машин.

Формирование оптимальной системы обслуживания требует определения такого числа машин, при котором затраты на эксплуатацию обслуживаемой и обслуживаемой систем будут минимальными. Соответственно необходимо совместное рассмотрение параметров функционирования средств технического обслуживания и средств механизации. Для такой сложной системы построение адекватной математической модели связано с большими трудностями и часто нереализуемо. Кроме того, любая математическая модель предполагает определенную формализацию и, как следствие, в большей или меньшей степени идеа-



лизирует рассматриваемую систему. Минимизировать расхождение модельных и реальных условий позволяют методы имитационного моделирования и динамического программирования, которые в настоящее время получают наибольшее распространение.

Формирование эффективной системы комплексной механизации требует определения вероятности нахождения комплекса машин во всех возможных состояниях (включая отказы и резервирование машин). Исследования опираются на положение математической теории надежности, теории массового обслуживания, исследовании операций, а также на положения современных вероятностно-статистических методов анализа и обработки экспериментальных данных.

В ходе разработки найдены показатели надежности системы в различных состояниях, выраженные в виде среднего времени между отказами, среднего времени восстановления и коэффициента готовности, позволяют обоснованно формировать высокоэффективные комплексы машин для строительства и ремонта объектов нефтегазовой отрасли. Разработан программный комплекс, который позволяет в автоматизированном и диалоговом режиме реального времени осуществлять поиск рациональных решений по формированию комплектов машин при строительстве и ремонте объектов нефтегазовой отрасли.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васильев Г.Г., Короленок А.М., Горелов С.А., Кукин Ю.С., Орехов В.В. Расчет программы работ по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводостроительных машин // Методическое руководство к практическим занятиям по курсу "Надежность и долговечность машин для строительства нефтегазовых объектов" / Москва, 1992.
2. Короленок А.М., Гладков И.В., Методики по управлению технологическими ресурсами, потребляемыми в процессе строительства и ремонта // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: Научно-технический сборник №2. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2017. – С. 25-30.
3. Поляков В.А., Шестаков Р.А., Комаров Д.Н. Комплексная параметрическая методика обнаружения утечек и несанкционированных врезок на трубопроводах // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 1. – С. 40-42.
4. Лисин И.Ю., Гладков И.В., Использование автоматизированных систем управления ресурсами при ремонте пространственно-распределенных объектов // Энергосберегающие технологии и техническая диагностика: Сборник научных трудов выпуск – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2016. – С. 110-117.

УДК 624.135

### **ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ**

*Д.О. Гришков, АО ВНИИСТ, г. Москва*

Разработка и внедрение новых материалов в сфере трубопроводного транспорта углеводородов порождают необходимость введения новых способов исследования применяемых технологий.

Наиболее перспективным направлением в развитии трубной промышленности является повышение надежности и долговечности трубопроводов путем замены традиционных стальных труб и деталей трубопроводов на изделия из

неметаллических материалов и изделий с внутренним антикоррозионным покрытием.

Самым значимым недостатком данных технологий является большая подверженность абразивному износу внутренней поверхности трубопровода на нефтегазовых промыслах и в условиях перекачки неочищенных сред. В особых случаях трубопроводного транспорта износ даже стальных труб и деталей трубопровода может достигать 10 мм в год. Из этого вытекает необходимость точной оценки данной характеристики для установления пригодности материала в условиях эксплуатации, а также определение возможного срока эксплуатации трубопровода.

В настоящий момент в практике есть несколько наиболее распространенных методов определения абразивной стойкости материала трубопроводов. Каждая из них имеет серьезный недостаток – теоретическую основу, не опирающуюся на практическую составляющую и не отражающую реальную картину износа материала в условиях эксплуатирующихся участков.

В проведенном исследовании описываются применяющиеся методики расчета абразивного износа материала, дается оценка их эффективности, а также предлагается опытная установка и методика для проведения испытаний на абразивный износ труб и деталей трубопроводов, разработанная компанией АО ВНИИСТ.

Данная установка была разработана с целью наиболее эффективной оценки износостойкости применяющегося материала или покрытия, для чего была предложена конструкция, имитирующая участок эксплуатирующегося трубопровода.

Сравнение предлагаемой методики испытаний с уже применяемыми, а также статистическими данными о действующих трубопроводах показывают эффективность способа и приближенность полученных данных к реальным результатам. Концепция развития данной работы направлена на наработку базы статистических данных и определение зависимости износа материала от температуры перекачиваемой среды, крупности и типа абразивных частиц, вида транспортируемой жидкости. Установка данных зависимостей позволит сделать корреляционные коэффициенты для расчета и более точной оценки пригодности материала в конкретных условиях эксплуатации.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чичинадзе А.В. Основы трибологии (трение, износ, смазка). 2-е изд. переработ, и доп. / А. В. Чичинадзе, Э. Д. Браун, Н. А. Буше – М.: Машиностроение, 2001. – 664 с.
2. Икрамов У.А. Расчетные методы оценки абразивного износа / У.А. Икрамов – М.: Машиностроение, 1987. – 288 с.

## МЕТОД СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ III ТИПА

*Д.Р. Губайдуллин, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа*

В статье рассмотрен способ повышения надежности и обеспечения ремонтпригодности магистральных трубопроводов, пересекающих болота III типа.

Проблемы эксплуатации трубопроводов на болотах III типа в основном связаны с его перемещением от неравномерного воздействия нагрузок на тело трубы, которые в свою очередь оказывают пагубное влияние на эксплуатационную надежность.

Повышение работоспособности трубопроводов, проложенных в условиях болот III типа, является актуальной задачей для трубопроводного транспорта.

Для решения этой проблемы предлагается конструкция искусственного плавучего основания под трассу магистрального трубопровода и для передвижения по ней людей и строительной техники, обеспечивающая возможность круглогодичного доступа к телу трубы, а в случае инцидентов или аварий – возможность быстрого и эффективного проведения восстановительно – ремонтных работ. В качестве искусственного плавучего основания наиболее выгодно применять сборные композитные понтоны.

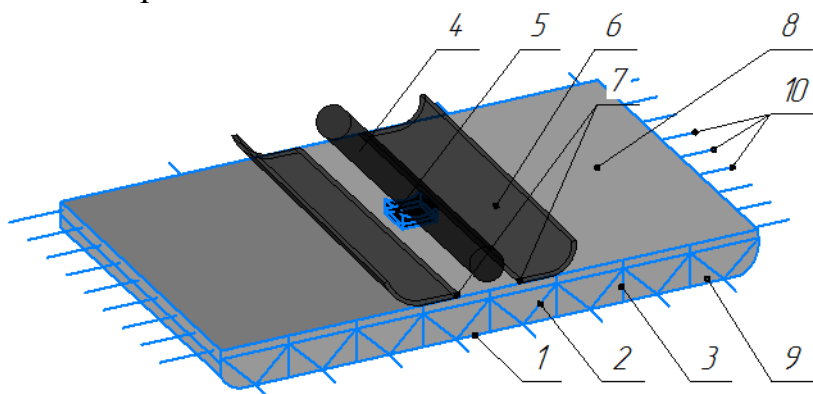


Рисунок 1 – Конструкция составных элементов устройства композитного понтона

На рисунке 1 представлена конструкция составных элементов устройства композитного понтона под основание трубопроводной трассы - центральный понтон 1 в связке с боковыми понтонами 9, опирающиеся на силовую двутаврового сечения раму 2, продольные пазы 3 под тросы, сверху размещен трубопровод 4, установленный на подвижных и/или неподвижных опорах 5 и закрытый теплоизолированным кожухом 6, который шарнирно закреплен креплением 7, на основание палубной части 8, показано трубопроводное основание в связке центрального 1 понтона, боковых понтонов 9, связанных поперечной связкой из композитных тросов 10.

**МЕТОД АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА ТРУБ***К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, НТЦ ООО “НИИ Транснефть”, г. Уфа*

Одной из нерешённых проблем диагностики магистральных нефте- и газопроводов является контроль состояния металла труб с учётом деградационных процессов при длительной эксплуатации. Сложность проблемы состоит в том, что все методы, использующие те или иные физические свойства, реагируют сразу на несколько факторов. Например, магнитные свойства, скорость звука, пьезоэффект или внутреннее трение чувствительны одновременно к напряжённому состоянию, деформации, структуре металла.

Целью настоящей работы явилась оценка возможности и перспективности использования метода акустоупругости (акустопластичности) для неразрушающего контроля механических свойств трубных сталей. При удачном стечении обстоятельств, возможно, данный метод удастся использовать и в технологиях внутритрубной диагностики, тем самым, получить возможность периодически контролировать состояние всего трубопровода не только по дефектности, но и по механическим свойствам металла труб.

Метод акустоупругости основан на акустоупругом эффекте, суть которого состоит в том, что скорости сдвиговых ультразвуковых волн с поляризацией параллельно ( $V_1$ ) и перпендикулярно ( $V_2$ ) направлению деформаций различны, то есть при наличии деформаций в материале возникает акустическая анизотропия. Акустическую анизотропию ( $A$ ) принято характеризовать относительной разностью скоростей распространения сдвиговых волн взаимно ортогональной поляризации ( $V_1, V_2$ ). На практике измерения выполняются эхоимпульсным методом, который регистрирует не скорости, а временные задержки ( $t_1, t_2$ ) распространения волн по толщине стенки контролируемого образца. Тогда выражение для акустической анизотропии принимает вид:

$$A = \frac{V_1 - V_2}{V_1 + V_2} = \frac{t_2 - t_1}{t_1 + t_2}. \quad (1)$$

В области упругого нагружения акустическая анизотропия изменяется линейно, при переходе в упругопластическую область линейность нарушается. При разгрузке, линейность восстанавливается, но значение акустической анизотропии разгруженного образца ( $A_0$ ) отличается от исходного значения. Акустическую анизотропию разгруженного образца ( $A_0$ ) называют собственной акустической анизотропией материала.

Характер изменения акустической анизотропии материала при нагружении, аналогичен изменению относительной деформации на диаграмме растяжения металла. Это наводит на мысль, что акустическая анизотропия ( $A$ ) при нагружении определяется значением относительной деформации материала ( $\varepsilon = \Delta\lambda/\lambda$ , где  $\lambda$  – длина образца), а собственная акустическая анизотропия ( $A_0$ ) – ее необратимой (не исчезающей после разгрузки) частью ( $\varepsilon_{\text{ост}}$ ), характеризующей изменение внутреннего состояния (структуры) материала, происходящее из-за пластических деформаций.

В области упругих деформаций определены соотношения, характеризующие взаимосвязь собственной акустической анизотропии и анизотропии упругих характеристик металла, обусловленной анизотропией его структуры. В то же время, общеизвестна связь между структурой металла и его прочностными характеристиками. Отсюда можно предположить, что собственная акустическая анизотропия может быть использована для оценки прочностных характеристик металла.

В области упругопластического деформирования аналитические соотношения, связывающие собственную акустическую анизотропию и деформации пока не определены. В то же время, существует большое количество экспериментальных результатов, на основании которых получены эмпирические критерии, позволяющие использовать этот параметр при оценке изменений состояния металла из-за воздействия технологических и эксплуатационных факторов [1-3].

Для уточнения связи эксплуатационной деградации структуры металла с собственной акустической анизотропией были проведены эксперименты, которые показали, что процессы деградации структуры сопровождаются существенным увеличением акустической анизотропии как при изготовлении труб, так и при эксплуатации трубопроводов и других сооружений.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что собственная акустическая анизотропия металла может быть использована в качестве чувствительного параметра, характеризующего структурные изменения металла при изготовлении труб и эксплуатации трубопровода. Для практического использования акустической анизотропии в таких задачах требуется уточнение соотношений, устанавливающих ее связь со значениями общепринятых прочностных характеристик, в частности, со значениями предела текучести, предела прочности и ударной вязкости. Такие соотношения могут быть получены путем сопоставительного анализа распределения собственной акустической анизотропии с результатами исследований методами разрушающего контроля механических характеристик металла на разных этапах изготовления и эксплуатации трубопроводов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Н.Е. Никитина. Акустоупругость. Опыт практического применения. Н. Новгород: ТА-ЛАМ. 2005. 208 с.
2. Камышев А.В., Пасманик Л.А., Смирнов В.А. Использование метода акустоупругости для оценки структурных изменений стали 10ГН2МФА. Применение метода для исследования состояния металла узла приварки коллектора теплоносителя парогенераторов серии ПГВ-1000 // Тяжелое машиностроение. 2016. №1-2. С. 5-11.
3. А.В. Камышев, С.В. Макаров, Л.А. Пасманик, В.А. Смирнов, В.С. Модестов, А.В. Пивков. Обобщенные коэффициенты для измерения механических напряжений методом акустоупругости в конструкциях из углеродистых и низколегированных сталей // Дефектоскопия. 2017. № 1. С. 3-10.

## **НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДЕГРАДАЦИИ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, НТЦ ООО “НИИ Транснефть”, г. Уфа*

Современный этап развития трубопроводного транспорта характеризуется рядом специфических особенностей, связанных, прежде всего, с длительностью эксплуатации и деградиационными процессами, повышенным вниманием к их надежности и безопасности со стороны надзорных органов, всё более жесткими требованиями по охране окружающей среды. Это вынуждает более глубоко изучать явления, протекающие на трубопроводах при длительной эксплуатации, развивать и совершенствовать методы диагностики. Например, последние десятилетия ознаменовались бурным развитием и внедрением внутритрубной диагностики, благодаря чему аварийность снизилась значительно. Сейчас требуется сделать следующие шаги в этом направлении. До настоящего времени внутритрубной диагностикой удастся обнаруживать большинство макродефектов (коррозионные язвы, непровары, поры, смещения кромок, риски, задиры, трещины, расслоения и др.). Это, безусловно, хорошо, но на прочность и надежность трубопроводов влияют ещё фактические напряжения в трубопроводе и фактические свойства металла труб. Эти характеристики визуально не видны, их значения неизвестны, поэтому в расчётных оценках принимается, что напряжения определяются только рабочим давлением и температурой, а механические свойства определяются маркой стали. Для уточнения иногда испытывают образцы, вырезанные из удобного (бездефектного) участка трубы. При этом часто обнаруживают, что механические свойства не соответствуют сертификату, проекту, стандарту. Если бы у нас была возможность “видеть” фактические напряжения и фактические механические свойства, то, вероятно, мы бы увидели очень разноцветную картину по всем показателям. И после этого “увидели бы”, насколько неточны наши расчётные оценки, в которых сами исходные данные заданы практически “вслепую”. Таким образом, одно из направлений совершенствования нашей науки – изучение явлений деградации металла и разработка методов контроля этого явления в процессе длительной эксплуатации трубопроводов.

Как показал анализ выполненных работ, на магистральных нефтепроводах деградация металла происходит по двум основным механизмам: деформационное старение и стресс-коррозия. Эти процессы идут без потери металла, что отличает их от обычной коррозии (общей, язвенной и др.). Возможно, есть ещё механизмы деградации, которые пока недостаточно изучены.

В течение нескольких десятилетий в ГУП ИПТЭР проводились исследования под руководством профессора К.М. Ямалеева; изучались различные аспекты старения металла магистральных нефтепроводов. Сначала эти работы воспринимались сообществом как академические, оторванные от практики, но с годами приходило понимание (не только у учёных, но и практиков), что данная тема актуальна, имеет прямое отношение к надёжности системы. В настоящее время, думается, уже не осталось сомневающих, так как каждое неожиданное

разрушение связано с аномальным свойством металла: либо ударная вязкость низкая, либо остаточные напряжения высокие, либо в микроструктуре имеются хрупкие образования. Поэтому наследие Ямалеева К.М. требуют изучения, переосмысления, продолжения на базе современного опыта. Здесь приведём лишь несколько тезисов из трудов профессора.

1. В отличие от макродефектов, упомянутых выше, к микродефектам относятся структурно неоднородные зоны металла труб (границы зерен, окрестности дефектов), где происходит скопление дислокаций, вакансий, примесных атомов и т.д. Такие микродефекты в нынешней системе безопасности трубопроводов остаются практически без внимания, а существующие методы диагностики не приспособлены к выявлению таких микродефектов. Между тем, микродефекты определяют состояние самого металла, его механические свойства.

2. Наличие неоднородности структуры металла способствует ускорению процессов усталости и деформационного старения при повторно статических нагружениях, а также замедленному разрушению при статических нагрузках. Если усталость и старение изучены, можно считать, относительно полно, то замедленное разрушение металла труб практически не исследовалось. Между тем, магистральные нефтепроводы находятся в “идеальных” условиях для развития замедленного разрушения.

3. На основании изучения особенности деформационного старения показано, что при длительной ( $\approx 30$  лет) эксплуатации происходит распад цементита, образование зародышей новых карбидных частиц на границах зерен и на полосах скольжения, скопление атомов кремния по границам зерен, а также скопления дислокаций у препятствий. Все эти процессы приводят к охрупчиванию межграницных зон исследованных трубопроводных сталей. Установлено, что за 30 лет эксплуатации эти стали теряют в результате старения первоначальную пластичность на 15-17 %. Наиболее заметно снижаются ударная вязкость и трещиностойкость.

4. Разработаны методы исследования деформационного старения металла труб после длительной эксплуатации, основанные на испытаниях на ударный изгиб, статический загиб, на замедленное разрушение образцов.

5. Установлено, что снижение надежности и остаточного ресурса нефтепроводов зависят не только от развития макродефектов, обнаруживаемых, например, при внутритрубной диагностике, но и от совокупности процессов, происходящих в самом металле трубопроводов. Поэтому при подходе к проблемам надежности старых магистральных нефтепроводов необходимо учесть не только состояние дефектности трубопроводов (вмятин, царапин, коррозионных язв и др.), но и снижение сопротивляемости металла труб хрупкому разрушению в результате усталости и деформационного старения, а также механизмы замедленного разрушения, которые происходят при напряжениях, меньших предела прочности металла труб.

## **РОЛЬ ГРАНИЦ ЗЁРЕН В ЗАМЕДЛЕННОМ РАЗРУШЕНИИ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, Н.К. Габдуллин*

*НТЦ ООО “НИИ Транснефть”, г. Уфа*

При длительном воздействии постоянной нагрузки на металл происходит снижение его прочности, следовательно, он разрушается при меньших напряжениях, меньших, чем предел прочности. Поэтому при расчётах прочности и ресурса длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов необходимо учесть этот эффект – замедленное разрушение.

Здесь приводятся некоторые выводы, сделанные по результатам испытаний металла труб после длительной эксплуатации (более 30 лет) в составе магистральных нефтепроводов. Испытания на замедленное разрушение проводились с несколькими марками стали следующим образом.

Были изготовлены одинаковые партии образцов для установки под растягивающей нагрузкой на длительное время, попарно-последовательно, чтобы напряжения и другие условия были одинаковыми. После выдержки длительное время под нагрузкой, один из последовательно установленных образцов разрушался. По результатам таких испытаний строили зависимости вида  $\sigma - t$  (напряжение – время разрушения). Некоторые пары образцов имели одинаковые сквозные отверстия, чтобы проверить влияние концентрации напряжений. Часть образцов была закалена, другая часть деформирована способом изгиба-выпрямление. Ещё часть образцов была отпущена термообработкой, что имитировало возврат в исходное состояние после деформационного старения. Были исследованы образцы из нескольких сталей, используемых на магистральных нефтепроводах. Ниже приведём лишь некоторые результаты, относящиеся к состаренным образцам.

Состаренные образцы (вырезанные из старых трубопроводов) исследовались в паре с деформированными образцами, с закаленными образцами, а также с отожженными образцами. При этом использовались образцы, вырезанные из труб после эксплуатации порядка 30 лет, а также из труб с меньшим сроком эксплуатации (15-20 лет).

Старение металла труб длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов подробно описано в работах К.М. Ямалеева [1, 2]. В рамках данной работы исследование проводилось с целью изучения влияния охрупченных областей на прочность, прежде всего, на границах зерен.

Полученные данные показали, что замедленное разрушение металла в основном происходит по границам зерен. На охрупчивание границ кристаллических зерен указывает также характер разрушенных образцов состаренного металла при испытании на разрывной машине, а также при испытании на ударную вязкость. Излом образцов имеет кристаллическое строение, что подтверждает положение о том, что разрушение происходит по границам зерен (излом хрупкий).



Металлографические исследования показывают, что при длительной эксплуатации образуются зародыши карбидных частиц по границам зерен и на полосах скольжения. Карбидообразующими химическими элементами являются Mn, Cr, Fe. Кремний (Si) не является карбидообразующим элементом, но его скопление на границах зерен также приводит к охрупчиванию межграницных областей.

Изломы, которые образовались при замедленном разрушении состаренных образцов, имеют зернистое строение. Разрыв в основном происходит под прямым углом, что характерно для хрупкого разрушения.

Получило подтверждение, что старение металла длительно эксплуатируемых трубопроводов сопровождается генерацией новых дислокаций и вакансий. Увеличение дислокаций приводит к изменению дислокационной структуры от сетчатой к ячеистой, а затем к клубковой. Границы кристаллических зерен являются барьерами для дислокаций. Вследствие этого происходит скопление дислокаций на границах зерен, что увеличивает степень охрупченности межзеренных границ.

Кроме того, происходит блокировка дислокаций примесными атомами, а также раздробление цементитных пластин, т.е. распад цементита в отдельных зернах. При распаде цементита освобождается часть атомов углерода, которые затем участвуют в карбидообразовании на границах зерен. При этом размеры зерен изменяются незначительно.

Все описанные процессы увеличивают напряжения на границах зерен, тем самым повышают внутреннюю энергию, следовательно, приближают металл к состоянию разрушения. Это и объясняет, что замедленное разрушение происходит при внешних напряжениях, меньших предела прочности металла в начальном (до старения) состоянии.

Как показывает наблюдение над ростом трещин, при замедленном разрушении образцов развития трещин происходит скачкообразно, вплоть до перехода в окончательную лавинообразную стадию разрушения.

Скачки обусловлены ростом трещины по границам зерен по хрупкому механизму. Каждый скачок подготавливается накоплением микроповреждений. Наблюдать эти процессы сложно: для этого нужны специальная методика и приборы.

Фрактографическое исследование изломов после замедленного разрушения образцов показали, что на изломе имеются две зоны: зона замедленного разрушения и зона долома образца. Зона замедленного разрушения блестящая, зернистого (кристаллического) строения. Размеры зоны долома меньше и она имеет волокнистое строение; поверхность излома образует острый угол с боковой поверхностью образца.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ямалеев К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов. Серия "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов". – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 64 с.
2. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М. и др. Старение труб нефтепроводов. – М.: Недра, 1995. – 220 с.

## **МАГНИТНЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

*К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, М.В. Мумриков,  
НТЦ ООО “НИИ Транснефть”, г. Уфа*

Многочисленными исследованиями установлено, что металлы труб и сварных соединений магистральных трубопроводов претерпевают изменения при длительной эксплуатации: повышаются хрупкость и хладоломкость, снижаются ударная вязкость, трещиностойкость. Один из механизмов изменения свойств металлов – деформационное старение. Физическая модель деформационного старения включает следующие процессы:

- диффузионное перераспределение атомов углерода в кристаллической структуре;
- зарождение и движение новых дислокаций при циклических изменениях напряжений и температуры;
- взаимодействие дислокаций с другими дефектами кристаллической решётки и границами зерен, изменение дислокационной структуры по схеме: сетчатая → ячеистая → клубковая → полосовая;
- фрагментация и распад цементита, образование хрупких структур на границах зёрен.

Все имеющиеся методы контроля деформационного старения металла предусматривают сравнение механических свойств металла в исходном состоянии (до начала эксплуатации) и в состоянии после длительной эксплуатации. Однако при этом возникает ряд проблем, которые до сих пор не решены. Одна из проблем – где взять характеристики металла в исходном состоянии? Если в качестве исходных характеристик металла брать данные из ГОСТ для данной марки стали или сведения из сертификата при поставке партии труб, то это приведёт к значительной погрешности, так как эти данные определяют только нижние пределы механических характеристик и не учитывают разброс в пределах марки стали, партии труб, и даже в пределах каждой трубы. Этот разброс в исходных данных может перекрыть изменения свойств вследствие деформационного старения, что приведёт к неправильным выводам.

Часто для сравнения берут трубы, находящиеся в аварийном запасе, допуская при этом, что эти трубы не претерпевают изменений при длительном хранении, поскольку находятся без нагрузки. Но такое допущение тоже не совсем верно, так как изменения происходят не только под воздействием напряжений. Кроме того, остается упомянутый выше разброс свойств.

Проблему предлагается решать путём восстановления исходных свойств металла труб, вырезанных из трубопровода после длительной эксплуатации. Восстановление осуществляется путём термомеханической обработки [1, 2]. Методика основана на следующих положениях, которые проверены экспериментально.

1. Изменение механических свойств металла труб по механизму деформационного старения связано с изменением дислокационной структуры, которое приводит одновременно к двум результатам:

- изменению всех стандартных механических свойств металла ( $\sigma_T$ ,  $\sigma_B$ ,  $\sigma_T/\sigma_B$ ,  $\delta$ , KCV, KCU<sup>-40</sup>);
- изменению коэрцитивной силы металла ( $H_c$ ).

2. Поскольку эти два процесса происходят параллельно, можно, измеряя коэрцитивную силу, получить представление об изменениях механических свойств.

3. Функциональную связь механических свойств с коэрцитивной силой для данного конкретного металла можно получить экспериментальным путём, используя технологию восстановительного отжига и испытаний образцов, прошедших различные степени нагружения.

4. Дислокационную структуру металла можно изменять по-разному: воздействуя температурой, временем выдержки, статической и циклической нагрузкой, а также чередуя различные виды воздействий.

Таким образом, открывается широкие возможности варьирования дислокационной структурой, следовательно, механическими свойствами, и контроля состояния металла путём измерений коэрцитивной силы.

Используя такой подход, можно оценивать остаточный ресурс металла труб ( $T_{ост}$ ) по формуле  $T_{ост} = (\Delta\epsilon_{кр} \cdot T_э) / \epsilon_э$ , где  $T_э$  – время эксплуатации до момента обследования;  $\epsilon_э$  – накопленная за время эксплуатации повреждаемость;  $\Delta\epsilon_{кр}$  – критический прирост повреждаемости, при котором достигается предельное состояние.

Для данного металла значения  $\epsilon_э$  и  $\Delta\epsilon_{кр}$  определяются путём предварительного изучения взаимосвязи этих параметров с коэрцитивной силой  $H_c$ . Эксперименты показали, что при термообработке металла коэрцитивная сила возвращается в исходное состояние, и при последующем нагружении и деформировании опять повышаться по некоторой кривой. Зная эту кривую, можно оценить остаточный запас повреждаемости  $\Delta\epsilon_{кр}$  конкретного трубопровода и соответствующее время  $T_{ост}$ .

Методику можно применять непосредственно в трассовых условиях на действующих трубопроводах.

Методика апробирована на участках газопровода “Бухара-Урал”.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зайцев Н.Л., Сильвестров С.А. К вопросу оценки напряжённого состояния по результатам коэрцитиметрических измерений // Нефтегазовое дело 2018. Т.16. №3. С. 107-113.
2. Zaitsev N. L., Silvestrov S. A., Gumerov K. M. and Bulykin B. A. Evaluation of residual operating life of pipeline based on metal strain ageing // Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures 2017 (AMHS'17) in AIP Conference Proceedings 1909 (2017), pp.020236-1-020236-

## **МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ДНИЩ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ПРИЧИНЫ ИХ ДЕФОРМАЦИИ**

*О.С. Егшин, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа*

На кафедре сооружения трубопроводов УГНТУ уделяется большое внимание повышению надежности эксплуатации резервуаров типа РВС, в том числе разрабатываются новые конструкции понтонов [1, 2, 3], т.к. одной из причин повреждения днища может явиться падение понтона при опорожнении емкости.

В силу того, что резервуары представляют собой металлоконструкции, находящиеся в сложном напряженно-деформированном состоянии в процессе их эксплуатации могут появляться различные дефекты.

Поскольку дефекты снижают эксплуатационную надежность резервуаров, необходимо регулярно организовывать их техническое диагностирование, направленное на своевременное выявление дефектов. Задачей технического диагностирования (дефектоскопии) является обнаружение дефектов, которые могут стать причиной аварии при эксплуатации резервуаров.

Согласно действующим нормативным документам основой оценки технического состояния резервуара при проведении экспертизы промышленной безопасности является обследование всех элементов его конструкции, в том числе днища.

Днище и первый пояс стенки относятся к наиболее нагруженным элементам конструкции РВС, связанных с влиянием следующих неблагоприятных эксплуатационных и технологических факторов:

- коррозией внутренней и внешней поверхности, обусловленной, соответственно, агрессивной средой хранимых продуктов и воздействием внешних факторов, в том числе перепадов температуры, осадков, уровня влажности воздуха и т.п.;

- качеством изготовления РВС, в том числе фундамента и основания; - эффективностью электрохимической защиты (ЭХЗ);

- механическими воздействиями, вызванными, например, влиянием геологических и геофизических факторов, формирующих участки повышенных локальных напряжений металла.

Для контроля состояния металла днища РВС рекомендовано использование следующих методов:

- при частичной диагностике – акустоэмиссионное обследование (АЭ), визуальный инструментальный контроль (ВИК), ультразвуковой контроль (УЗК);

- при полной диагностике – диагностическое обследование с применением различных методов неразрушающего контроля, в том числе визуального инструментального контроля, ультразвукового контроля, магнитного контроля (МК) и т.п.

Согласно практическим данным наиболее распространенными источниками аварий резервуаров являются концентраторы напряжений в сочетании с низким качеством стали и неблагоприятными воздействиями: низкой темпера-

турой, коррозионным износом, непроектным вакуумом, неравномерной осадкой основания и т.д..

Среди концентраторов напряжений локальные несовершенства формы: вмятины, выпучины и хлопунны можно выделить в отдельную группу. Анализ результатов технических освидетельствований показывает, что около половины обследуемых резервуаров имеют вмятины и хлопунны, приблизительно пятая часть которых не удовлетворяет действующим нормам.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Рябинин В.П. Плавающее покрытие для резервуара. Патент на изобретение RUS 2302365, 26.12.2005.
2. Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Лукьянова В.А. Плавающее покрытие для резервуара. Патент на полезную модель RUS 111118, 07.06.2011.
3. Якшибаев И.Н., Лукьянова И.Э., Мустафин Ф.М. Алюминиевый понтон поплавкового типа. Патент на полезную модель № 146047 РФ. Оpubл. 27.09.2014 // Бюл. №27. – 3с.

УДК 622.692.23

### МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ДНИЩ РЕЗЕРВУАРОВ БЕЗ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

*О.С. Егшин, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа*

Исследования, проводимые в настоящее время в области резервуаростроения [1, 2, 3, 4], не решили в полной мере проблем, возникающих при эксплуатации стальных вертикальных резервуаров.

Для каждого резервуара следует проводить своевременное частичное обследование. Сроки проведения диагностики должны определяться на основе полученных результатов диагностирования, но при этом срок не должен быть реже каждых пяти лет. При частичном освидетельствовании не следует выводить резервуары из эксплуатации. Обследование днища без вывода резервуара из эксплуатации включает: контроль визуальный и измерительный внешних окраек днищ; ультразвуковую толщинометрию внешних окраек днищ; акустико-эмиссионное обследование днищ; исследование электрофизических свойств грунта.

Акустико-эмиссионная технология позволяет быстро оценить активность коррозионного процесса и по этому признаку определить приоритет обследования РВС в резервуарном парке, а также дать рекомендации об его необходимости и сроке эксплуатации. Чувствительные датчики, расположенные по периметру стенки резервуара обнаруживают и лоцируют разрушение продуктов коррозии и протечки.

При проведении АЭК необходимо производить непрерывное наблюдение за поступающими данными. Если будет отмечено аномальное увеличение активности акустической эмиссии – источники акустической эмиссии IV класса опасности, то для предупреждения возникновения аварии (аварийной утечки) испытания должны быть приостановлены до выяснения причин обнаруженного явления.

На основе полученных и обработанных данных источники акустической эмиссии оцениваются по степени опасности: источник I класса – пассивный ис-

точник; источник II класса – активный источник; источник III класса – критически активный источник; источник IV класса – катастрофически активный источник.

Окончательная оценка выявленных источников АЭ осуществляется по результатам дополнительной диагностики.

При исследовании электрофизических свойств грунта используется методика оперативного диагностирования днищ резервуаров методом исследования электрофизических свойств грунта в основании РВС. Данный метод позволяет выявить возможные утечки, отпотины, зоны коррозии, хлопуну. Принцип диагностики основан на регистрации изменения сопротивления перехода среды под днищем в случае попадания в нее нефтепродуктов или других веществ.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рябинин В.П., Лукьянова И.Э., Мустафин Ф.М. Возможности повышения эксплуатационной надёжности вертикальных стальных цилиндрических резервуаров с понтонами. Нефтегазовое дело. 2007. Т. 5. № 1. С. 133-140.
2. 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.
3. Михайлова В.А. Пожарная безопасность стальных вертикальных резервуаров (РВС) и резервуаров с понтонами (РВСП). В сборнике: Фундаментальные и прикладные исследования в технических науках в условиях перехода предприятий на импортозамещение: проблемы и пути решения. Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. 2015. С. 367-369.
4. Лукьянова И.Э. Теоретические основы совершенствования методов расчёта стальных вертикальных резервуаров с понтонами. Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2010.

УДК 622.69.4.074

### **ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА УСИЛИЕ ПРОДАВЛИВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТОННЕЛЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ МИКРОТОННЕЛИРОВАНИЯ**

*Э.П. Елинская, Ф.М. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа*

Одну из главных ролей при прогнозировании усилия продавливания играет длина тоннеля, которая в свою очередь задается в зависимости от ширины преодолеваемой преграды, геологических и гидрологических условий.

Зависимость усилия продавливания от длины продавливания имеет линейный характер: при возрастании длины тоннеля – возрастает и усилие продавливания.

Наибольшие усилия продавливания наблюдаются в среде песчано-гравелистого грунта, но даже здесь значительное влияние оказывает состояние грунта: сухой грунт или влажный.

В ходе исследования в среде влажного песчано-гравелистого грунта наблюдаются самые большие значения усилия продавливания, что обусловлено тем, что в данной среде возникает наибольшее начальное сопротивление, влияние на которое оказывает давление внутри камеры, создаваемое гидропригрузом, которое в свою очередь зависит от горизонтального давления грунтового массива в забое, зависящего в данном случае от плотности грунта. Также на

усилие продавливания оказывает влияние и вторая составляющая: усилие сопротивления трения и сцепления по боковой поверхности обделки, влияние на которую в данном случае в большей мере оказывают такие характеристики грунта как удельный вес естественной структуры грунта и угол внутреннего трения.

Наименьшие усилия продавливания наблюдаются в среде глинистого грунта, вследствие того, что глина, не смотря на высокую плотность и наличие сцепления, обладает наименьшими значениями угла внутреннего трения, что влияет на коэффициент трения в системе «труба-грунт», и понижающим коэффициентом усилия продавливания. Значения сухого и влажного грунта также отличаются в большую сторону последнего, вследствие увеличения значений характеристик.

Среднее положение в исследовании усилия продавливания занимает песчаный грунт, характеристики которого, не смотря на отсутствие сцепления в системе «труба-грунт», значительно превышают характеристики глинистого грунта, но уступают песчано-гравелистому. На усилие продавливания в среде песчаного грунта также значительное влияние оказывает его состояние.

Несомненно, при прогнозировании усилия продавливания следует учесть влияние глубины заложения тоннеля, являющееся частью горизонтального давления грунтового массива в забое, которое оказывает влияние на начальное сопротивление усилию продавливания.

Глубина залегания тоннеля оказывает незначительное влияние на усилие продавливания и имеет линейный характер. Опять же, как и при исследовании зависимости усилия продавливания от длины продавливания огромную роль влияет среда, в которой проходит процесс залегания тоннеля.

Диаметр тоннеля оказывает колоссальное влияние на усилие продавливания. Значение этого параметра влияет как на начальное сопротивление продавливанию, так и на усилие сопротивления трения и сцепления по боковой поверхности обделки.

Усилие продавливания и наружный диаметр тоннеля представляют собой квадратичную зависимость. При увеличении диаметра значительно возрастает начальное сопротивление продавливанию, также расчет величина усилий сопротивления трения и сцепления по боковой поверхности железобетонной обделки.

Как и в предыдущих случаях, огромное значение играет среда, в которой протекает процесс создания тоннеля.

В ходе исследования были выявлены зависимости усилия продавливания от различных параметров: зависимости усилия продавливания от длины тоннеля и глубины его залегания имеют линейный характер, в то время как зависимость усилия продавливания от диаметра тоннеля имеет квадратичный характер. Огромную роль сыграла среда, в которой моделировался процесс. Так, например, наибольшие усилия продавливания наблюдались в среде песчано-гравелистого грунта, в то время как средние и наименьшие значения оказались у песчаных и глинистых грунтов. Также в ходе исследования выяснилось, что

немаловажную роль играет состояние грунта: сухой он или влажный. Наблюдения показали, что значения усилия продавливания во влажных грунтах значительно отличались от значений в сухих грунтах.

В заключение можно сказать, что моделирование процесса и анализ зависимости усилий продавливания от всех рассмотренных выше параметров в большей мере гарантируют правильность выбора установки необходимой мощности, а вследствие и выбора техники для монтажа, создания упорной стенки, строительство стартового котлована и принятия решения о применении промежуточных домкратных станций.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мустафин, Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов/ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, Г.Г.Васильев, А.Г. Гумеров, А.Е. Лаврентьев // Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.
2. Мустафин, Ф.М. Машины для строительства и ремонта газонефтепроводов/ Ф.М.Мустафин, В.И.Минаев, Л.И.Быков// Уфа: «Нефтегазовое дело», 2013 г. – 822 с.
3. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков // Санкт–Петербург: Недра, 2011. – 748 с.
4. Trung Thanh Dang, «Analysis of microtunnelling construction operations using process simulation», Dissertation, Fakultat für Bau- und Umweltingenieurwissenschaften der Ruhr-Universität Bochum, 2013.

УДК 621.644.07

#### **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*А.Ф. Жбанова, Санкт-Петербургский горный университет,  
г. Санкт-Петербург*

Наша страна обладает большой системой трубопроводов, общая протяжённость которой с каждым годом растёт. В связи с отказами трубопроводов, высокой аварийностью и большим воздействием на окружающую среду одной из важных задач трубопроводного транспорта, является повышение долговечности, стойкости против агрессивных сред и повышение экологичности.

В настоящее время широко применяются металлические трубопроводы, однако, одной из основных проблем является коррозия.

Исключить проблему коррозионного разрушения трубопроводов позволяет применение труб из полимерных материалов. Трубы из полимерных материалов не подвержены коррозионным процессам, они могут применяться в условиях высокой агрессивности транспортируемых сред, при высокой коррозионной активности грунтов и наличии блуждающих токов.

В данной работе проанализированы технологические и физико-химические свойства полимерных труб и определен характер их влияния на показания надежности трубопроводов, имеющие существенное значение при проектировании и эксплуатации промысловых трубопроводов, а также оценена целесообразность и возможные проблемы применения труб из неметаллических материалов.

Полимерные трубы могут применяться в трубопроводных системах различного назначения, но их сдерживающими факторами являются относительно низкая несущая способность и температурно-временная зависимость прочност-



ных характеристик. На сегодняшний день разработаны и уже находят широкое применение трубы изготовленные путем комбинирования различных конструкционных материалов (стеклопластики, термопласты, сталь). Такие комбинированные трубы сочетают в себе высокую химическую стойкость термопласта (полиэтилен, пропилен) с высокой прочностью арматуры или внешней оболочки.

Для коррозионно-стойкого трубопровода не требуется применение дополнительных мер антикоррозийной защиты, уменьшаются объемы ремонтных и диагностических работ, что существенно снижает объемы капитальных и эксплуатационных затрат.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Земенкова М.Ю. «Перспективы использование современных технологий для обеспечения надежности промысловых трубопроводов» - Тюмень, 2014
2. Ращепкин А.К. «Обеспечение безопасности трубопроводов нефтегазового комплекса совершенствованием конструкции и технологии монтажа комбинированных труб из термопластов» - Уфа, 2007

УДК 625.12

### **СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

*А.А. Зайцева, Г.М. Орлова, СамГТУ, г. Самара*

На сегодняшний день при строительстве подводных переходов магистральных газопроводов используют два основных метода: траншейный (открытый способ) и бестраншейный (закрытый способ).

Траншейный способ прокладки является самым традиционным и старым методом и подразумевает укладку трубы на дно реки с помощью экскаватора, гидроразмыва и водолазов, с последующей балластировкой, с целью предотвращения всплытия трубы. Траншейный метод имеет существенные недостатки:

- возможен размыв грунта вокруг труб и образование оголенных участков, если трубопровод будет недостаточно заглублен в дно водоёма;
- при строительстве подводного перехода наносится значительный ущерб окружающей среде, так как нарушается русловая часть водоёма;
- после завершения строительства необходимо проводить работы по рекультивации береговой зоны на большой площади, восстанавливать профиль берегов, а также благоустраивать территорию.

Бестраншейный метод строительства на сегодняшний день самый востребованный и перспективный способ прокладки, он имеет несколько разновидностей: наклонно-направленное бурение (ННБ), микротоннелирование и метод «кривых», который начали применять с 2006 года. Основным принцип бестраншейного метода заключается в создании сквозного туннеля под руслом реки, в котором будет находиться трубопровод.

Состав работ при ННБ включает в себя 4 этапа:

1. Бурение пилотной скважины.

2. Расширение пилотной скважины до необходимого размера. Скважина должна расширяться больше диаметра протягиваемой трубы на 30-50%, в зависимости от типа грунта.

3. Калибровка уже расширенной скважины. С помощью барабанного расширителя, который имеет тот же диаметр, что и трубопровод, протаскивается по скважине, после этого расширенная скважина будет откалибрована и очищена, от любых помех.

4. Протаскивание трубопровода. Секции рабочей трубы при завершающем бурении присоединяются за расширителем через вертлюг, чтобы вращение расширителя не передавалось на протягиваемую трубу.

Строительство ППМГ методом «кривых» возможно в любое время года и практически в любых грунтовых условиях. Его суть заключается в использовании предварительно изогнутых 3-х градусных труб с одновременным бурением скважины и укладкой нового трубопровода, путем задавливания его в пробуренный участок. Такой вид конструкции может быть заглублен практически на любую глубину, что обеспечивает защиту трубопровода от любых механических повреждений, повышает его надежность, безопасность и долговечность. Использование метода «кривых» позволяет в разы сократить длину перехода, соответственно снижаются затраты на материалы и сокращается срок выполнения строительных работ. Не нарушается русловая часть водоема, отсутствует выход бентонита по сравнению с методом ННБ, тем самым сводится к минимуму вредное воздействие на окружающую среду.

Область применения бестраншейного метода, прежде всего, конкурирует с траншейным способом прокладки, поэтому проведем их сравнительный анализ (таблица 1).

Таблица 1 - Сравнительный анализ строительства подводных переходов магистральных газопроводов траншейным и бестраншейным методами

| Траншейный метод строительства ППМГ                                                        | Бестраншейный метод строительства ППМГ                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Объём работ, сроки                                                                         |                                                               |
| Большой объём земляных работ, использование рабочей силы и привлечение тяжелой техники     | Одна буровая установка, 1-2 рабочие бригады                   |
| Длительные сроки строительства                                                             | Сокращение сроков строительства на 50%                        |
| Экология                                                                                   |                                                               |
| Нарушается русловая часть водоема, тем самым принося вред ихтиофауне (фауна рыб)           | Не нарушается русловая часть, нетронутая экология и ландшафт  |
| Нарушение режима судоходного транспорта                                                    | Не прерывается судоходство                                    |
| Длительный период на подготовку и согласование документов с природоохранными организациями | Минимум согласований                                          |
| Финансы                                                                                    |                                                               |
| Большие финансовые затраты                                                                 | Сокращение финансовых затрат, за счёт сокращения этапов работ |

Таким образом, сравнительный анализ показал, что применение бестраншейного метода строительства ППМГ имеет значительные преимущества перед траншейным методом и является наиболее предпочтительным.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нечваль А.М. Проектирования трубопроводов для транспортирования нефти и газа. Учебное пособие. -2008.
2. ТСН 40-303-2003. Бестраншейная прокладка коммуникаций с применением микротоннеллепроходческих комплексов и реконструкция трубопроводов с применением специального оборудования, г. Москва 2004.

УДК 658.29

### **ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ – ИННОВАЦИОННЫЙ ИНСТРУМЕНТ СООРУЖЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ**

*И.А. Захаров, ООО «ОНИКС», г. Салават*

*Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа*

Возрастающая сложность экономических процессов и технические трудности реализуемых проектов, имеющиеся ограничения по реализации, кризис мировой экономики, продолжающиеся экономические санкции в отношении нашей страны, резкое сокращение внешних инвестиций, стабильно высокие ставки кредитов для потребностей бизнеса, увеличение налоговой нагрузки на предприятия и т.п. ведут к тому, что в настоящее время требуются проекты, приносящие максимальную прибыль и реализуемые в минимальные сроки.

Управление проектом (УП) позволяет: обосновать и определить цели проекта, выявить его структуру и основные этапы работ, установить источники финансирования, подобрать исполнителей через тендерную процедуру, заключить контракты, определить сроки выполнения проекта, составить график его реализации, определить ресурсы, провести калькуляцию и анализ затрат, планировать и учитывать риски, организовать реализацию проекта, а также собрать «проектную» команду и обеспечить контроль за ходом реализации проекта.

УП – наука руководства и координации людских и материальных ресурсов на протяжении жизненного цикла проекта путём применения современных методологий, техник управления, направленных для достижения конкретных результатов по перечню и объёму работ, их стоимости, срокам, качеству и удовлетворению участников проекта. Считается, что с основами проектной деятельности должен быть знаком каждый менеджер, т.к. только успешные проекты помогают развитию и росту компании; они становятся важнейшим инструментом достижения её стратегических целей в условиях жёсткой конкуренции.

В последнее время в России технологии проектного управления получили существенное развитие, что связано с применением современных подходов в области УП и современных автоматизированных систем. Более того, остро стоит вопрос о необходимости использования всех возможностей для повышения качества работ, снижения расходов ресурсов и сроков, использования для этого методов организационного менеджмента и УП в частности.

Из зарубежных авторов выделим работы Л. Лич, который весьма основательно проработал вопрос УП по методу критической цепи; работы Д. Дипроуз, опирающиеся на стандарт РМВОК. Всё это в совокупности с многочисленными примерами применения проектного подхода, как в крупных, так и в маленьких компаниях, может послужить хорошей теоретической базой для исследований.

Методологической и информационной базой исследования являются работы российских и зарубежных авторов в области управления проектами строительства сложных и особо сложных объектов строительства, транспортировки и хранения нефти и газа, менеджмента, автоматизации работы предприятий и применения информационных систем. В настоящее время периодическая печать, электронные ресурсы изобилуют очень интересной и полезной информацией о стандартах в области управления проектами и статистики.

Сегодня, наиболее эффективны и часто применяются такие методологии УП как Agile и Scrum, которые значительно эффективнее каскадных моделей.

Ранее отмечалось, что не все проекты могут быть структурированы по традиционному проектному подходу. Agile – это комплекс гибких методов к управлению проектами, согласно которому проект разбивается не на последовательные фазы, а на маленькие подпроекты, которые затем «собираются» в готовый продукт. В методологии Scrum (Д. Сазерленд) проект делится на спринты, которые систематически оцениваются, анализируются, по ним принимаются компенсирующие мероприятия. Всё это делается из-за сложившихся обстоятельств.

Принимая во внимание, что под инновациями обычно понимаются новшества, внедряемые в производственный [1], организационный или научный процесс, которые оптимизируют, изменяют в лучшую сторону или позволяют получить наибольший результат. Т.е. внедрение и адаптация проектного управления в подрядной организации является инновационным инструментом, т.к. оно направлено на улучшение производственного и организационного процесса.

Например, по мнению мировой консалтинговой компании McKinsey [2]: инновации – это новый способ использования знаний, материальных и нематериальных активов с целью увеличения стоимости компании. Они могут воплощаться в различных формах: это могут быть новые продукты, услуги, бизнес-модели, процессы или методы управления, организационная структура и др.

Для справки: объём созданных инноваций государства напрямую зависит от того, какая часть ВВП тратится на их поддержание [2]. Россия тратит около 1,04% ВВП на инновации, США - 2,8%, Япония - 3,5% (для сравнения в СССР на создание инноваций и их поддержку «уходило» около 5% ВВП). Инновации необходимы в любой экономической обстановке. Экономический спад необходимо использовать как отличный повод для пересмотра направлений инвестиций в инновационные разработки. Кризис побуждает искать новые возможности для роста. Существует множество примеров того, как в крайне нестабильной обстановке рождались поистине революционные инновации.

В современном мире проектное управление стало неотъемлемой частью любой преуспевающей компании. Сегодня, чтобы быть успешным в конкурентной борьбе, необходимо обеспечить оптимальное сочетание отлаженных бизнес-процессов в иерархических структурах управления с динамичными и нацеленными на конечный результат проектными подходами. Однако, вопрос эффективности применения методов проектного менеджмента раскрыт далеко не полностью. Проектное управление в России в настоящее время только набирает популярность. Т.е. адаптация новых методологий проектного управления в

структуре не только службы Заказчика, но и в бизнес-процессах строительной подрядной организации, будет способствовать повышению её эффективности.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инновация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://hi-news.ru/tag/innovacii> (дата обращения: 23.02.2019)
2. Инновации – путь к повышению эффективности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vestnikmckinsey.ru/strategic-planning/innovacii-put-k-povyhsheniyu-ehffektivnosti> (дата обращения: 23.02.2019)

УДК 622.691.4

### **ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИЕ НЕНОРМАТИВНЫХ РАДИУСОВ ИЗГИБА**

*И.М. Исламов, Ургалинское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

Линейная часть магистральных газопроводов (ЛЧМГ), в процессе эксплуатации испытывает сложное напряженно-деформированное состояние (НДС), где основными факторами воздействия являются: давление газа, температурный перепад, изгибные напряжения.

В [1] приводится подробный анализ формулы расчета продольных напряжений СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы» (далее СП 36.13330.2012), из которого следует, что:

- предназначена она для расчетов, заземленного по концам участка трубопровода, которых на ЛЧМГ «в чистом виде» немного;
- необходимое условие, «при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода», показывает ее направленность на проектирование, а не на строительство и эксплуатацию, где продольные и поперечные перемещения неизбежны;
- продольные напряжения от внутреннего давления газа проявляются в процессе эксплуатации, в виде сжимающего фактора, зависимость прямая - чем выше давление газа, тем больше напряжения;
- воздействие температурного фактора имеется всегда, начиная от времени строительства и любого срока эксплуатации, при этом направление действия силы может быть как сжимающим так и растягивающим – это главный фактор отступления трубопровода от прямолинейности.

Кроме того, в [1] обосновано, для оценки НДС, использование внутритрубной диагностики (ВТД), способной с высокой точностью измерять и определять координаты минимальных радиусов изгиба [2], температуры и давления газа, на момент обследования. Основной вывод: с проявлением радиусов изгиба составляющие формулы продольных напряжений изменяются – продольные напряжения от давления и температурного перепада снижаются, обращаются в нулевые, а затем трансформируются в изгибные, где и учитываются в формуле уже изгибных напряжений (3).

В этом отношении представляет интерес критерии температуры и давления, при которых измеренные ВТД пороговые значения радиусов изгиба 1000D и 500D, которые согласно СП 36.13330.2012, составляют соответственно около 100 и 200 МПа переходят в нулевые, а затем в изгибные.

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \sigma_u \quad (1)$$

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации Пуассона;

$\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от внутреннего давления газа, МПа;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения;

$E$  – модуль упругости трубной стали, МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

$\sigma_u$  – напряжение упругого изгиба, МПа.

$$\sigma_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta_n} \quad (2)$$

где  $P$  – рабочее давление газа, МПа;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, см;

$\delta_n$  – толщина стенки трубы, см.

$$\sigma_u = ED / 2 \rho \quad (3)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода, см;

$\rho$  – радиус упругого изгиба участка, см.

Согласно СП 36.13330.2012 температурный перепад в 40°С соответствует расчетным напряжениям в 100 МПа, значит 200 МПа – 80 °С. В отличие от температурных, продольные напряжения от давления продукта являются сжимающими и, при проектном давлении  $P = 7,5$  МПа, для диаметра 1420 мм, при толщине стенки 16,5 мм, составляют около 95 МПа.

При растягивающих температурных напряжениях происходит их взаимная компенсация, если же они направлены в одну сторону их суммарная величина  $95 + 100$  (40 °С) = 195 МПа, что меньше 200 МПа от радиуса  $500D$ , обоснованном в [3] как приемлемый.

По диспетчерским данным максимальный температурный перепад на рассматриваемом участке составил 26 °С.

Можно с высокой долей вероятности утверждать, что при самом неблагоприятном соотношении напряжений от давления и температуры, радиус изгиба их перехода в изгибные составит менее  $500D$ .

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аскаров Р.М., Чучкалов М.В., Исламов И.М., Тагиров М.Б., Кукушкин А.Н. Особенности расчета продольных напряжений магистрального газопровода на основе данных внутритрубной диагностики. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2018. – № 3 – С.37- 44.
2. Пат. № 2602327 РФ. Способ определения потенциально опасного участка трубопровода с непроектным уровнем напряженно-деформированного состояния./ Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскаров, Р.В. Закирьянов. Заявлено 04.04.2015; Опубл. 20.11.2016, Бюл. № 32.
3. Аскаров Р.М., Гумеров К.М., Кукушкин А.Н., Исламов И.М. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов. Трубопроводный транспорт [теория и практика]. - № 6 - 2017 - С. 28-33.

## **НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНЦЕПЦИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

*И.Ф.Кантемиров, Ф.М.Мустафин, О.Ф.Мустафин, УГНТУ, г. Уфа*

Учитывая старение и высокий износ основных фондов нефтегазотранспортных систем на ближайшие годы, поставлены крупномасштабные задачи в области диагностики и ремонта линейной части трубопроводов, позволяющие существенно повысить надежность и безопасность работы трубопроводных магистралей.

Научно техническая концепция надежности и безопасности совместных систем трубопроводного транспорта включает в себя базовые и инновационные опытно-конструкторские, экономические, правовые, организационно-хозяйственные мероприятия, в конечном итоге, направленные на решение экономических и экологических задач. Концепция ориентирована на повышение эффективности эксплуатации совместных систем трубопроводного транспорта со снижением аварийности ниже среднемировых.

Системы магистральных трубопроводов являются одним из важнейших факторов экономической интеграции различных государств. Совместная эксплуатация, совершенствование и развитие газонефтепроводов (ГНП) может обеспечить научно-техническое развитие и экономический рост каждой из сторон на базе взаимовыгодного экономического сотрудничества. Данной концепцией предлагается решение следующих важных проблем: осуществление полномасштабного анализа технического и экологического состояния ГНП, а затем на этой основе определение ресурса их работы в различных природно-климатических условиях, научное обоснование совершенствования проектных решений, повышения технического и технологического уровня ремонта и реконструкции трубопроводов, разработка современной техники, повышение надежности выпускаемых труб и сварных соединений, разработка и внедрение нового оборудования и способов диагностики трубопроводных систем.

Основными направлениями концепции являются: анализ действующих нормативно технических документов (НТД) и сближение со стандартами наиболее развитых стран мира; на базе исследований обосновать требования к металлу и сварным соединениям труб для дальнейшего достижения высокого уровня их качества на трубных заводах; разработка нового оборудования и технологий для строительства, ремонта и реконструкции ГНП; совершенствование системы защиты от коррозии труб и оборудования, применение новых изоляционных материалов и систематизация коррозионного мониторинга; совершенствование технологии диагностики ГНП; разработка новой техники и технологий для прокладки газопроводов и нефтепроводов на морских шельфах для перспективных совместных проектов. Эти решения предполагают высокую эффективность технических и организационных мероприятий применения современных технологий по строительству и эксплуатации трубопроводных систем.



Функционально концепция является научно-технической и инновационной, объясняющая необходимость разработки и внедрения новых способов и средств, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов, создания систем диагностики и контроля за состоянием объектов, проектирования и строительства на мировом уровне, а также защиты окружающей среды, улучшению экологического состояния объектов трубопроводного транспорта и повышения экологической безопасности населения.

Концепция предлагает улучшить организационно-экономический механизм использования результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, конкурсного отбора и экспертизы новых разработок.

В настоящее время в нефтегазовой промышленности актуальными задачами повышения надежности эксплуатации объектов является решение технических и эксплуатационных проблем, связанных с напряженно-деформированным состоянием (НДС) отдельных сложных участков, которое зависит от многих факторов, нагрузок и воздействий. Среди них следует отметить температурный перепад  $\Delta t$ , воздействия от криволинейного очертания продольной оси трубы в пространстве, технологические, природные факторы, коррозию, неучтенные на стадии проектирования нагрузки, а также реакцию окружающего грунта. Все вышеперечисленное существенным образом отража-



ется на надежности и долговечности объектов, при этом на ремонт и эксплуатацию таких сложных участков затрачиваются большие экономические и производственные ресурсы.

В трубопроводах по мере увеличения продолжительности эксплуатации происходят процессы старения, накопления дефектов и повреждений в металле трубопроводов, что является источниками усталостных и коррозионных трещин. Возможное применение некачественных изоляционных материалов, брак строительно-монтажных работ приводят к развитию коррозионных повреждений наружной поверхности трубопроводов. Присутствие воды и других примесей в составе нефти или газа способствуют образованию внутренней коррозии.

Эти факторы увеличивают риск отказов и крупных промышленных аварий, снижают надежность и безопасность работы трубопроводных систем, а быстро произвести ремонтные работы или модернизацию парка магистральных трубопроводов не возможно.

Ужесточение экологических требований к трубопроводным системам требуют постоянного совершенствования материалов, технологий, оборудования и методов работы с целью исключения аварий и отказов эксплуатирующихся, проектируемых и строящихся трубопроводных проектов. А это требует дополнительных инвестиций и прежде всего в научно-исследовательской и инженерной областях, т.е. именно там, где проводятся современные научно-технические разработки.

Задача повышения эффективности и надежности трубопроводных систем состоит в необходимости совершенствования структурных и технологических процессов диагностики, ремонта, технического обслуживания и реконструкции трубопроводных систем.

Основными целями и задачами этой концепции являются: повышение надежности и безопасности строящихся и эксплуатируемых объектов трубопроводного транспорта, разработка и совершенствование межгосударственных нормативно-технических документов.

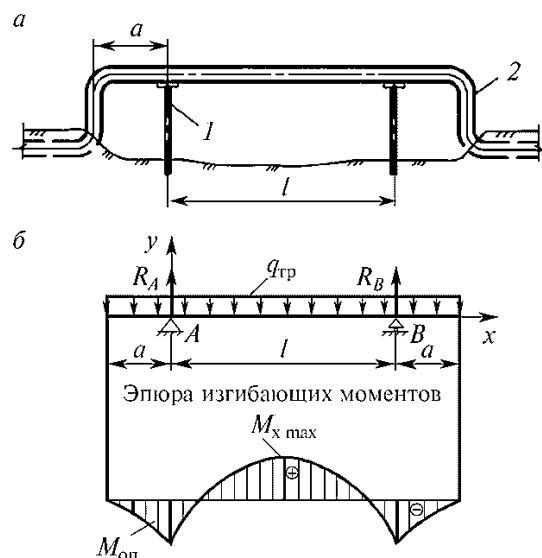
УДК 622.692.4.07

## **УТОЧНЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ БАЛОЧНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ПЕРЕХОДА С КОМПЕНСАТОРАМИ**

*Д.Д. Каримов, И.Ф. Махмудова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа*

Надземные балочные трубопроводные переходы используются при пересечении мелких рек, оврагов и других естественных и искусственных препятствий. Наиболее рационально их применение при ширине препятствий 10–100 м. В конструктивном отношении они могут быть выполнены одно- и многопролетными, с наличием или отсутствием компенсирующих устройств [1].

Рациональной считается конструкция, в которой максимальный изгибающий момент в середине пролета и момент на опоре равны по абсолютной величине, т.е. конструкция равнопрочна (рисунок 1). Это достигается в случае, когда длина консоли  $a = 0,354 \cdot l$  [1].



а – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – опора; 2 – компенсатор  
Рисунок 1 – Однопролетный двухконсольный балочный переход с компенсаторами

Расчётная схема представляет собой неразрезную балку на опорах, тогда как в действительности балочный переход с компенсаторами имеет Г- или П-образный вид.

Предлагается использовать расчётную схему, основанную на правилах строительной механики: статически неопределимая рамная конструкция – однопролетный балочный переход с Г-образными компенсаторами (рисунок 2).

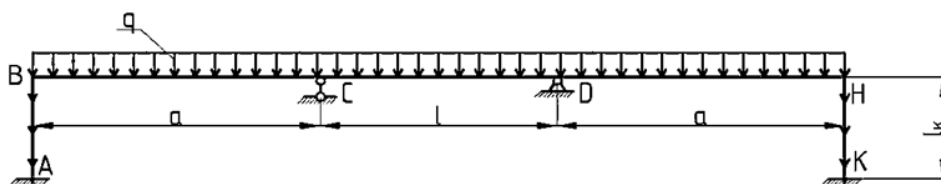


Рисунок 2 – Уточненная расчетная схема однопролетного балочного перехода

При решении данной задачи сделаны следующие допущения:

- возможные перемещения подземных участков не учитываются (заделки неподвижны),  $\Delta_A = \Delta_K = 0$ ;

- не учитывается изменение температуры окружающей среды при выходе трубопровода на дневную поверхность (температура подземной части трубопровода не влияет на температуру надземной части),  $\Delta_t = 0$ .

Для раскрытия статической неопределенности и нахождения внешних реакций связей был использован метод сил. Составленная система из шести уравнений совместности деформаций была решена в символьном виде с использованием программного комплекса Maple [2].

Найденные реакции связей позволили определить новое соотношение длины консольной части от длины пролета с учетом заданных параметров сооружаемого перехода.

Полученное решение может быть использовано для расчета консольных частей при проектировании надземных балочных трубопроводных переходов с компенсаторами.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Быков, Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
2. Maplesoft [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.maplesoft.com> (дата обращения: 19.04.2019).

УДК 675.0143.8:620.197.3

### **НОВЫЙ СПОСОБ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**

*И.Р. Киреев, В.Б. Барахнина, Э.М. Бисенгулова, УГНТУ, г. Уфа*

Существующие в настоящее время способы защиты резервуаров стальных вертикальных для хранения нефти и нефтепродуктов (РВС) от коррозии (покрытие внутренней поверхности лакокрасочными материалами, комбинированными маталлизационно-лакокрасочными покрытиями, протекторами и др.) не удовлетворяют природоохранным требованиям. В связи с этим повышение эффективности противокоррозионной защиты внутренней поверхности РВС с использованием современных полимерных материалов не теряет свою актуальность.

За рубежом при проектировании защиты резервуаров от коррозии уделяется большое внимание полимерным материалам. В США полимерные материалы успешно применяются для ремонта днищ резервуаров и защиты их от коррозии уже более 15 лет [1, 3]. В Бразилии этот способ ремонта впервые был применен в 1970 году компанией «Петробраз» [2, 3]. В качестве полимерного материала использовалась эпоксидная смола, армированная стеклотканью. При этом прогнозировалась высокая степень надежности работы РВС без аварийных утечек. Одним из широко используемых полимерных материалов в настоящее время является сотовый поликарбонат (СПК). Он обладает высоким разрушающим напряжением при изгибе, прочностью при действии ударных нагрузок, высокой стабильностью размеров. При действии растягивающего напряжения  $220 \text{ кг/см}^2$  в течение года не обнаружено пластической деформации образцов поликарбонатов. По диэлектрическим свойствам поликарбонаты относят к среднечастотным диэлектрикам. Диэлектрическая проницаемость СПК практически не зависит от частоты тока [1].

Характеристики сотовых листов, приведенные ниже, определяют, в конечном счете, уникальные технические свойства СПК. Опыты, проведенные в лаборатории УГНТУ на толерантность поликарбоната к нефтепродуктам, показали его высокую устойчивость к дизельному топливу, нефти, тормозной жидкости, афтолу и машинному маслу. Огнестойкость поликарбоната является очень важным как для проектировщиков и строителей, так и для конечных заказчиков. Поликарбонат не воспламеняется в открытом огне, не способствует его распространению, при температурном разрушении не представляет опасности для жизни. Как показали испытания в моделированном пожаре, поликарбонат при воздействии пламени плавится с образованием не горящих паутинообразных волокон, которые не падают (из-за малого веса), а свисают с краев обра-

зующегося при плавлении отверстия. В результате проведенных ускоренных испытаний сотовые поликарбонатные листы выдержали 25 условных лет эксплуатации без существенного изменения прозрачности и прочностных характеристик. Эти свойства позволяют давать гарантию наружного применения поликарбонатных листов сроком 10-15 лет правильной эксплуатации при соблюдении всех требований по монтажу поликарбонатных листов. Панели поликарбоната пригодны к применению в диапазоне температур от минус 40 до плюс 120 °С. При этом модуль упругости СПК при повышенной температуре практически не снижается вплоть до плюс 100 °С, чего нельзя сказать о других полимерах. Температура перехода к хрупкому состоянию для поликарбоната очень низка и составляет минус 110 °С. Панели СПК благодаря своей структуре обладают значительными преимуществами по сравнению с другими материалами. Благодаря воздушной прослойке внутри СПК существует температурный мостик между внешней и внутренней стенкой листа. Даже при отрицательной температуре на улице, температура внутренней поверхности сотовой плиты будет оставаться значительно выше нуля. Малый удельный вес материала дает значительную экономию средств при транспортировке, обработке и монтаже листов. Также малый вес листов снижает нагрузку на фундамент и затраты на стоимость использования подъемных механизмов. СПК можно успешно сгибать без нагревания и укладывать по изогнутым опорным конструкциям. При этом необходимо следить, чтобы радиус конструкции был не менее чем допустимый радиус изгиба для данного типа листов. Листы легко режутся и сверлятся при помощи ручных или электроинструментов. При этом поликарбонат, будучи вязким материалом, не дает трещин или сколов при обработке.

Устойчивость к агрессивным средам, долговечность, широкий диапазон рабочих температур, низкая теплопроводность, достаточная легкость, гибкость в холодном состоянии, простота обработки и монтажа позволили предложить его для антикоррозионной защиты внутренней поверхности РВС. Уникальные свойства этого полимера позволяют повысить безопасность РВС, а также облегчить конструкцию резервуара и увеличить экономическую эффективность его эксплуатации.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бахтизин Р.Н., Радионова С.Г., Шарафиев Р.Г. Энциклопедия промышленной безопасности и охраны труда. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. — Уфа: УГНТУ, 2016. — 719 с.
2. Никитин Б.А., Багаутдинов Н.Я., Шарафиев Р. Г. Охрана окружающей среды от нефтяных загрязнений. Учеб. пособие / Б.А. Никитин [и др.]; под ред. В.В. Ерофеева и Р.Г. Шарафиева. — Челябинск, Уфа, 2014. — 380 с.
3. Шарафиев Р.Г., Багаутдинов Н.Я., Киреев И.Р. Экологический словарь-справочник. / Р.Г. Шарафиев и др.; под ред. Р.Г. Шарафиева и В.В. Ерофеева. — Челябинск, Уфа: 2011 — 400 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*В.С. Коврижных, А.Г. Кульбей, Полоцкий государственный университет,  
г. Новополоцк, Беларусь*

Конструкции из композитных материалов достаточно широко используются в нефтегазовой отрасли по всему миру. В частности, стеклопластики используют для изготовления промышленных трубопроводов и резервуаров для хранения углеводородов. На сегодняшний день основным материалом для изготовления оборудования в нефтегазовой отрасли выступает сталь. Из стали выполняются технические средства для ведения добычи, обслуживания при ремонте, транспортировки и хранения сырья. Несмотря на повсеместное использование у стали есть существенные недостатки – это подверженность коррозии, значительный вес оборудования, что осложняет монтажные работы и приводит к их удорожанию, а также увеличению транспортных расходов. Также стальное оборудование несет значительные тепловые потери, что приводит к большим энергозатратам для поддержания температурного минимума работы снаряжения.

Решением этих проблем является использование композитных материалов (стеклопластик, армированный термопласт). Композитный материал (композиционный материал, композит, КМ) — конструкционный (металлический или неметаллический) материал, в котором имеются усиливающие его элементы в виде нитей, волокон или хлопьев более прочного материала. Комбинируя объемное содержание компонентов, можно получать композиционные материалы с требуемыми значениями прочности, стойкости к высоким температурам и огню, модуля упругости, абразивной стойкости, а также создавать композиции с необходимыми магнитными, диэлектрическими, радиопоглощающими и другими специальными свойствами.

В настоящее время в нефтегазовой отрасли широко развивается применение труб из стеклопластика, которые при равной прочности в четыре раза легче, чем стальные. Они не подвержены коррозии, стойки к химическим веществам, имеют не зарастающую гладкую внутреннюю поверхность, что позволяет использовать в трубопроводах трубопроводы меньшего диаметра при небольших потерях в пропускной способности. Они обладают пониженной горючестью, повышенными физико-механическими характеристиками, прочностью и устойчивостью к перегрузкам. Стеклопластиковые трубы пригодны для транспортирования различных жидкостей, газов, сыпучих материалов, могут использоваться и для дренажных устройств. Трубы стойки к нефтепродуктам, газовому конденсату, кислотам и щелочам, не нуждаются в электрозащите от блуждающих токов, удобны в монтаже.

Вышеперечисленные достоинства позволяют применять композиционные материалы и при ремонте магистральных и нефтепромысловых трубопроводов.

В мировой практике с начала второй половины прошлого столетия активно производятся емкости и резервуары из композитных материалов для нефте-

добычи и хранения нефти, а также нефтепродуктов и иных химически агрессивных сред. Несмотря на очевидные достоинства композитных материалов, в частности, стеклопластика, широкого применения в Республике Беларусь они не получили. Одной из главных причин является отсутствие соответствующей нормативной базы (ТНПА).

Также был проведен анализ предприятий концерна «Белнефтехим» на предмет возможности замены существующих стальных конструкций на аналогичные стеклопластиковые. На данный момент сформулированы следующие выводы:

1. Композитные трубы, рекомендованные для рассмотрения перспектив применения предприятиями концерна, в Республике Беларусь не выпускаются;

2. В опытном порядке возможна замена отдельных нержавеющей труб, наиболее подверженных коррозии в кислых средах и требующих замены раз в несколько лет. В каждом случае требуется тщательный подбор материалов труб согласно условиям эксплуатации;

3. Композитные трубы должны не конкурировать со стальными и полимерными, а служить там, где их применение выгодно – в коррозионно-стойких трубопроводах большого диаметра.

4. Резервуары из композитных материалов пригодны для хранения химически агрессивных сред

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. О.В. Пустовойтов. Трубопроводы и емкости высокого давления в стеклопластиковой оболочке, Научно-технический сборник «Коммунальное хозяйство городов», Харьковская национальная академия городского хозяйства, г. Харьков, Украина. – 2000.- №22. - с. 148-151.
2. В.А. Корнев, Ю.Н. Рыбаков. Композиционные полимерные материалы для технических средств нефтепродуктообеспечения, Наука, техника и образование. - 2015. - №3(9).
3. V.Kovrizhnykh, A.Kulbei. Prospects of using composite materials in oil and gas industry, European and national dimension in research. Technology = Европейский и национальный контексты в научных исследованиях : Electronic collected materials of X Junior Researchers' Conference, Novopolotsk, May 10-11, 2018 / Polotsk State University ; ed. D. Lazouski [et al.]. – Novopolotsk, 2018. – 156-157 p.
4. А.Г. Кульбей, В.С. Коврижных, В.К. Липский. Перспективы применения композитных материалов в нефтегазовой отрасли, Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. тез. IX Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 18-20 декабря 2018 г. / УО «Полоцкий государственный университет; под общ. Ред. В.К. Липского; редкол.: В.К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк: Полоцкий государственный университет, 2018 г. – 20-21 стр.

УДК 622.692

#### **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НА ПРОЕКТЕ СИЛА СИБИРИ**

*И.А. Кокишаров, РГУНГ, г. Москва,  
Ф.М. Мустафин, А.Г. Гайнанова, УГНТУ, г. Уфа*

Топливо-энергетический комплекс - основа современного хозяйства любой страны. От его развития во многом зависит динамика, масштабы и технико-экономические показатели общественного производства, в первую оче-

редь – промышленности. Как известно наиболее эффективное и экономически выгодное производство должно находиться вблизи источников топлива и энергии, но месторождения углеводородов в основном удалены от производственных центров на большие расстояния. В связи с этим, вынужденной мерой является их транспортировка. Одним из самых эффективных видов транспорта жидких и газообразных продуктов является трубопроводный транспорт.

В Российской Федерации около 20% территорий подвержено воздействию землетрясений интенсивностью более 7 баллов, их большинство находится в перспективных регионах по запасам углеводородов и развитию трубопроводного транспорта. Поэтому остро встает вопрос о мониторинге состояния инженерных сооружений на данных территориях. Наиболее эффективной и перспективной технологией на сегодняшний момент является волоконно-оптические системы геотехнического мониторинга (ВОС ГТМ).

Назначение ВОС ГТМ в зонах активных тектонических разломов: получение объективной информации о распределенной деформации трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости (в т.ч. на склонах), расчет точного местоположения трубы, формирование сигналов «Предупреждение» и «Авария» при превышении заданных порогов.

ВОС ГТМ имеет большое количество положительных сторон:

1. Контроль состояния 24 часа в сутки / 365 дней в году;
2. Минимизация вероятности возникновения аварий. Уменьшение стоимости ущерба от аварий;
3. Увеличения срока эксплуатации. Сокращение эксплуатационных расходов;
4. Полная автоматизация контроля технического состояния;
5. Срок службы системы 30 лет;
6. Линейная часть системы не требует обслуживания и энергопотребления. Система взрывопожаробезопасна;
7. Высокая точность определения события до 1 метра и чувствительность до 1 мм. и на 0,1 °С.

Ключевым измерительным прибором программно-аппаратной части системы является анализатор DITEST, представляющий собой импульсный оптический рефлектометр и измеряющий сигнал вынужденного Бриллюэновского рассеяния из каждой точки оптического волокна сенсора. Анализ сигнала позволяет измерять распределение температуры и деформации по всей длине сенсора. Передаваемое по оптическому волокну световое излучение не подвержено наводкам, т.е. электромагнитные возмущения, грозовые разряды, близость к линии электропередачи, импульсы тока в сети не искажают сигнал.

Линейная часть включает в свой состав сенсоры температуры и продольные сенсоры деформации. Данные сенсоры представляют собой волоконно-оптические бронированные кабели, которые могут монтироваться как на дне траншеи вдоль трубопровода, так и непосредственно на самом трубопроводе.

К примерам внедрения ВОС можно отнести: МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток», ГП «БТК Киринского ГКМ - ГКС Сахалин», НП ВСТО, МГ

«Сила Сибири», являющийся наиболее грандиозным проектом в данный период времени.

Во внимание стоит принять и тот факт, что данная система может использоваться не только на суше, но и на море, где нарушение целостности трубопровода наносит куда больший вред окружающей среде. Точная же локализация места утечки с помощью систем распределенного мониторинга температуры способна сократить время реакции на событие, снизить потери продукта, минимизировать простой и вредное воздействие на окружающую среду. Поэтому внедрение и совершенствование систем ВОС ГТМ является наиболее перспективным.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геотехнический мониторинг в строительстве. Е.М.Грязнова, А.Н.Гаврилов. -М: МГСУ, 2016.-320с.
2. Наваррете Д.Д.Х., Мустафин Ф.М. Экспериментальные исследования взаимодействия трубопроводов, проложенных в сейсмических опасных районах, с различными видами грунтов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – №4. – С. 9 – 12.

УДК 621.646

### **РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ СПОСОБОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ**

*А.Г. Кульбей, Д.А. Киселев, Полоцкий государственный университет,  
г. Новополоцк, Беларусь*

Отказ одностороннего трубопровода, проложенного под естественными и искусственными препятствиями может привести к простоей всей магистрали и в результате к значительному экономическому ущербу вследствие недопоставки потребителям транспортирующего продукта. На таких участках на сооружение нового, взамен существующего трубопровода, требуется много времени если пользоваться традиционными траншейными методами [1].

Прокладка труб методом наклонно направленного бурения (ННБ) получила широкое распространение среди бестраншейных методов. Одной из особенностей такого метода является то, что трубы могут находиться на достаточно большой глубине (минимум 6м от поверхности земли), под реками или озерами (в этом случае глубина отсчитывается от дна водоема), а также под искусственными препятствиями, такими как дороги, здания и т.д. Однако, в случае нарушения целостности такого трубопровода, возникает вопрос о его ремонте, причем первым этапом ремонта обычно рассматривается удаление из земли старой трубы.

Демонтировать трубопровод, проложенный методом ННБ, можно либо его полным раскапыванием, что приводит к колоссальным объемам земляных работ, либо попытавшись вырвать трубопровод из земли, что (с учетом протяженности участка перехода под препятствием в 200-400 м и явления «присоса» трубы, долгое время находящейся в земле) требует усилий, по своей величине больших, чем прочность стальной трубы.



Таким образом, формулируется проблема: существующие методы ремонта таких конструкций являются очень дорогостоящими.

Разработка альтернативных методов ремонта трубопровода обусловлена наличием серьезных недостатков существующих способов ремонта. За основу предлагаемых методов ремонта нами принята полная ликвидация ремонтируемого участка трубопровода и прокладка нового трубопровода вместо него. Предлагаемые новые методы в первую очередь направлены на снижение сил трения трубопровода об окружающий грунт при вытягивании трубопровода по направлению его оси. В противном случае при попытке вытягивания трубопровода может произойти поперечный разрыв трубы из-за превышения прочности; или мощности техники, которая будет использована для вытягивания, может не хватить для полного изъятия трубопровода из грунта.

Нами предлагаются альтернативные методы:

- метод параллельного бурения (предлагаемый метод основан на бурении параллельных скважин вдоль старой трубы методом ННБ, что в свою очередь позволит уменьшить силы трения, возникающие между старым трубопроводом и землей);

- метод вибрационного разрушения окружающего грунта (предлагаемый метод основан на воздействии вибрационных колебаний на старый трубопровод, позволяющих осуществить уплотнение грунта вокруг него и, следовательно, снизить эффект «присоса»);

- метод механического разделения тела трубопровода от грунта (суть предлагаемого метода заключается в отделении тела трубопровода от грунта путем механического воздействия специального оборудования);

- метод нагрева стенки трубопровода (предлагаемый метод основан на нагреве стенок трубопровода до температуры плавления изоляции, которая создаст смазывающий слой).

Для определения эффективности предложенных методов была проведена серия экспериментов, в ходе которых моделировалась ситуация вытягивания трубопровода из грунта. В качестве трубопровода была использована стальная труба диаметром 10 мм, длиной 2100 мм, закопанная на глубину 585 мм (глубина закапывания рассчитывалась в зависимости от диаметра трубы), угол направления усилия составил  $2^\circ$ . Была произведена поэтапная трамбовка. В ходе эксперимента среднее значение усилия вытягивания без использования вспомогательных методов составила – 2158 Н. При использовании метода параллельного бурения среднее значение усилия вытягивания составила – 1844 Н, при использовании метода вибрационного разрушения окружающего грунта – 1815 Н. Снижение усилия вытягивания свидетельствует об эффективности предложенных методов. В настоящее время мы продолжаем эксперименты с другими способами.

Ремонт трубопроводов, проложенных методом ННБ, является той проблемой, с которой в ближайшие 5-10 лет столкнутся предприятия отраслей, использовавших эту технологию для прокладки трубопроводов для транспорта нефти, газа, воды и канализационных стоков, протягивания кабелей телеком-

муникаций и электропитания. Обычно, человечество сперва сталкивается с проблемой, и только потом ищет пути её решения. Выполняемое нами исследование делает попытку предвосхитить негативное развитие событий.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Самойлов Б.В. Сооружение подводных трубопроводов/ Б.В. Самойлов, Б.И. Ким, В.И. Зоненко, В.И. Кленин: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Недра, 1995.

УДК 622.692.23.075

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС-5000 ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ПК ANSYS

*Л.Л. Латыпова, И. Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа*

Объекты нефтегазодобычи относят к опасным производственным объектам, которые в случае аварий представляют серьезную угрозу для человека и окружающей среды. Анализ последствий землетрясений показывает, что резервуары могут получать значительные повреждения. Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в данном сегменте производства, резервуары нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее уязвимых при сейсмическом воздействии. Поэтому проблема обеспечения прочности цилиндрических резервуаров для хранения нефтепродуктов имеет важное значение и является весьма актуальной.

Для анализа сейсмостойкости резервуара РВС-5000 (диаметр  $D=22,8$  м,  $H=12$  м) с различным уровнем налива нефти выполнен модальный анализ для определения собственных частот и форм колебаний конструкции. Геометрическая модель резервуара создана в ПК «Компас 3D». Расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) выполнен в ПК «ANSYS» посредством модулей «Modal» и «Response Spectrum» [1], данный этап расчета отличается от подхода к расчету, описанному в [2, 3]. Модальный анализ РВС-5000 содержит следующие этапы:

1. Задаются свойства материалов стали и нефти. Плотность Ст3  $\rho = 7850$  кг/м<sup>3</sup>, модуль упругости  $E = 210$  ГПа, коэффициент Пуассона  $\mu = 0,3$ . Плотность нефти  $\rho = 950$  кг/м<sup>3</sup>. Нефть моделируется конечным элементом FLUID80, также через командную строку задается скорость звука ( $c_0 = 1290$  м/с) и динамическая вязкость нефти ( $\eta = 0,11$  Па · с).

2. Расчет проводится для нескольких вариантов наполнения РВС: опорожненного, заполненного на 3 м, 6 м, 9 м и 10,5 м.

3. Граничные условия учитывают жесткое закрепление днища резервуара.

В результате численного расчета, выполненного в модуле «ANSYS Response Spectrum», выявлено, что наибольшие напряжения и деформации возникают в резервуаре с высотой налива 10,5 м (максимальные деформации составляют 6 мм, максимальные эквивалентные напряжения составляют 40 МПа). При меньшей высоте налива НДС снижаются. На рисунках 2 и 3 представлены графики зависимости максимальных напряжений и деформаций от уровня налива нефти.

Анализируя полученные данные (см. рисунки) можно сделать вывод, что при увеличении уровня налива нефти напряжения и деформации возрастают, также возрастает количество собственных форм колебаний, что подтверждается результатами расчетов, приведенных в [1].



Рисунок 1 – График зависимости максимальных эквивалентных напряжений РВС-5000 от уровня налива нефти



Рисунок 2 – График зависимости максимальных деформаций РВС-5000 от уровня налива нефти

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Васильев Г. Г., Тарасенко А. А., Чепур П. В., Юхай Гуань Анализ сейсмостойкости вертикального стального резервуара РВСПК-50000 с использованием линейно-спектрального метода // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №10. – С. 120-123.
2. Гарифуллин Э. А., Лукьянова И. Э. М. Определение деформаций и напряжений в вертикальных стальных резервуарах при моделировании воздействия землетрясений с использованием ПК ANSYS // Нефтегазовое дело. – 2017. – №3. – С. 78-84.
3. Лукьянова, И. Э. Моделирование воздействия землетрясений на стальные вертикальные резервуары с использованием программного комплекса FLOWVISION // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2010. – № 2. – URL: [http://ogbus.ru/authors/Lukyanova/Lukyanova\\_4.pdf](http://ogbus.ru/authors/Lukyanova/Lukyanova_4.pdf) (дата обращения: 24.11.18).

## **ДИАГНОСТИКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ДНИЩА ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

*И.Э. Лукьянова, УГНТУ, В.А. Михайлова, УГАТУ, г. Уфа*

При эксплуатации вертикальных стальных резервуаров по многим возникающим проблемам проводятся исследования [1-5]. Сущность оперативного контроля и диагностики вертикальных стальных резервуаров с использованием KODR-ICГ и PSD-ICГ заключается в проведении зондирования грунта под днищем резервуара для выявления места возможных утечек нефти и нефтепродуктов по месту обнаружения диэлектрических аномалий. С помощью данного метода можно определить место коррозионного повреждения металла днища, наличие и форму «хлопунов» на днище.

Диэлектрические аномалии встречаются двух видов: с повышенным или пониженным удельным сопротивлением (величиной диэлектрической проницаемости) относительно фоновой величины грунта под днищем резервуара, незагрязненного нефтепродуктом, ржавчиной и т.д.

Как правило, в местах скопления ржавчины разрушаются или уже разрушен гидрофобный слой под днищем резервуара и в металле днища идет активный коррозионный процесс. Эти места являются наиболее вероятными точками разрушения днища и возникновения утечек нефти или нефтепродукта.

В общем случае диагностика днища резервуара включает подготовительный, контрольный и прогнозирующий (расчетный) этапы. Подготовка к контролю заключается в предварительном выборе (прогнозировании) возможных дефектов под днищем в виде пятен нефти или нефтепродукта по радиусу. К комплексу KODR-ICГ и PSD-ICГ для всех отечественных резервуаров от РВС-400 м<sup>3</sup> с радиусом 4,3 м до РВС-10000 м<sup>3</sup> с радиусом 44,35 м приложены таблицы выбора точек замеров при диагностировании в зависимости от предлагаемого радиуса утечки нефти или нефтепродукта.

Таким образом, по предварительному анализу состояния конкретного резервуара и его сроков эксплуатации прогнозируется возможный размер пятен, а затем из таблиц выбирается требуемое количество зондов; 8, 10, 12, 14. Для каждого количества зондов по прилагаемым таблицам для каждой пары зондов уточняются коэффициенты пересчета измеряемых величин в удельные показатели.

В подготовительный этап входят также работы по составлению таблиц для замеров электрических величин между соседними парами зондов по количеству сочетания пар для выбранного количества зондов.

Разметку резервуара для расстановки зондов выполняют с использованием паспортных данных конкретного резервуара по длине нижнего пояса, разделив ее на участки по выбранному количеству зондов. Полученную величину (длину дуги) последовательно откладывают с помощью рулетки на стенке резервуара между коренными задвижками, разделяя и нумеруя соответствующие интервалы по часовой стрелке метками на высоте 1,5 м.

Штыри вводят в грунт вертикально на глубину 0,8 м около меток на резервуаре и, соответственно, присваивая им номера меток. При этом, стремятся, чтобы зонды располагались на одинаковом расстоянии от резервуара, не касаясь его металлических деталей. После введения зондов пространство между стенкой и зондом засыпается грунтом. Для проведения замеров к зондам подключают кабель, проверяя при этом исправность кабелей и клемм, надежность контакта по местности крепления вилок к клеммам.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации осуществляют подготовку прибора Е7-13 к работе. В холодное время для подогрева прибора и вывода его на режим требуется более 30 мин, поэтому его подключение рекомендуется проводить до начала разметки резервуара или до введения зондов в грунт.

Следует отметить особенности, учитываемые при выборе измеряемых параметров: для нормального и влажного грунта с малым (менее 2 кОм/м) удельным сопротивлением применяют режим измерения активного сопротивления, для сухого грунта с большим (более 2 кОм/м) удельным сопротивлением – электрическую емкость. Для определения электрических свойств грунта в начале на приборе устанавливают положение элементов управления («род работы») на активное сопротивление и осуществляют пробное определение сопротивления на первой паре зондов.

В ходе работы были проведены расчеты для определения дефектов днищ различных РВС по данным, определенным методом электрозондирования грунта основания резервуара, с использованием исходных данных паспортных характеристик резервуаров. Расчеты были проведены с помощью составленной компьютерной программы. Результаты расчетов были выведены ЭВМ в виде диаграмм с указанием дефектов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Проблемы повышения эксплуатационной надежности стальных вертикальных резервуаров с понтонами. // Трубопроводный транспорт-2010. Материалы VI международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа, 2010. - С. 177-178.
2. Лукьянова И.Э. Исследование работоспособности резервуара РВС для хранения нефти и нефтепродуктов с использованием программного пакета FLOWVISION // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2009. - № 3. - С. 63-66.
3. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Проблемы эксплуатации РВСП с нефтепродуктами // В сборнике: 59-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа, 2008. - С. 59.
4. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Модель РВС-50000 в программном пакете FLOWVISION для исследования работоспособности резервуара // В сборнике: 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа, 2009. - С. 44.
5. Лукьянова И.Э., Егошин О.С. Методы диагностики днищ стальных вертикальных резервуаров и причины их деформации // Трубопроводный транспорт – 2016 : материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа, 2016. – С. 240–242.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЗАКРЕПЛЕНИИ БЕРЕГОВ В СТВОРАХ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ**

*А.А. Майкевич, УГНТУ, г. Уфа*

Невозможно недооценивать важность бесперебойной и безаварийной работы газонефтепроводов, а особенно на переходах через водные преграды, в связи с высоким риском экологического загрязнения и значительным ущербом для эксплуатирующей организации. В настоящее время в стране эксплуатируется более 5000 переходов через водные преграды

Последствия аварий, происшедших на подводных переходах магистрального нефтепровода, куда критичнее и опаснее аналогичных случаев на его линейной части. Это накладывает особый отпечаток на организацию технологического процесса на участке и обеспечение на нем промышленной безопасности, предъявляет высокие требования к надёжности основного и вспомогательного оборудования, а также профессиональной подготовке кадров, эксплуатирующих объект.

Наиболее характерными, природными причинами повреждений трубопроводных переходов можно назвать деформации русла и размыв грунта.

Оценка руслового процесса на участках переходов трубопровода через реки является важной и достаточно распространенной задачей, и гидрологический анализ руслового процесса, оказывает существенную помощь в правильном выборе места перехода.

Длительное воздействие водного потока в результате приводит к размыву русла и оголение береговых участков дюкеров или подмыв опорных частей оснований балочных переходов

Механизм разрушения после размыва: оголение трубопровода – возникновение колебаний размывтого участка – вхождение участка в резонансный режим со сложной эпюрой колебаний – разрушение.

Защита берегов от размыва производится установкой на них берегоукрепительных конструкций, что обеспечивает залегание трубопровода в проектном положении и тем самым значительно продлевает его срок службы. Сегодня в мировой практике используется несколько сотен методов и способов берегоукрепления и не всегда они требуют больших материальных затрат.

В последнее время широкую популярность и вместе с ней большую область применения начинают приобретать композиционные материалы. Композиционные материалы (композиты) – многокомпонентные материалы, состоящие, как правило, из пластичной основы (матрицы), армированной наполнителями, обладающими высокой прочностью, жесткостью и т.д. Сочетание разнородных веществ приводит к созданию нового материала, свойства которого количественно и качественно отличаются от свойств каждого из его составляющих. Многие композиты превосходят традиционные материалы и сплавы по своим механическим свойствам и в то же время они легче.

В рамках данной темы рассматривается применение композитов на основе 2х технологий:

- композиты с добавлением углеродных нанотрубок;
- углепластики.

Углеродные нанотрубки - это материал, который имеет высокий коэффициент прочности, превосходная тепло- и электропроводность, огнестойкость и весовой коэффициент на порядок выше, чем у большинства известных материалов. Углеродные нанотрубки представляют свернутый в трубку лист графена.

Одностенные углеродные нанотрубки являются универсальной проводящей добавкой. Низкие концентрации в общей массе материала – от 0,01% – придают электропроводность и улучшают физико-механические свойства пластиков, эластомеров, композитов и покрытий без негативного воздействия на цвет, реологические и иные характеристики

Примеры применения данного композита в берегоукрепительных конструкциях:

- гибкие бетонные покрытия на основе бетона с нанотрубками, повышается марка, прочность, трещиностойкость, уменьшается усадка;
- использование полимерных покрытий с нанотрубками в качестве изоляции габионно-сетчатых изделий от коррозии, металлических связей бетонных покрытий;
- металлические композиты для производства габионно-сетчатых изделий.

Углепластики (или карбон, карбонопластики) - полимерные композиционные материалы из переплетённых нитей углеродного волокна, расположенных в матрице из полимерных смол, плотностью — от 1450 кг/м<sup>3</sup> до 2000 кг/м<sup>3</sup>.

Материалы отличаются высокой прочностью, жёсткостью и малой массой, часто прочнее стали, но гораздо легче.

Вследствие дороговизны при экономии средств и отсутствии необходимости получения максимальных характеристик этот материал применяют в качестве усиливающих дополнений в основном материале конструкции.

Применение углепластиков в большей степени подходит для армирования железобетонных плит и гибких бетонных покрытий, используемых в тяжелых ледовых условиях, в сейсмически активных зонах, в районах крайнего севера, где необходимо прочное и долговечное берегоукрепление. Связанно это во многом с труднодоступностью участков строительства подводных переходов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дьячков П.Н. Углеродные нанотрубки: строение, свойства, применения. - М.: Бином, 2006. - 293 с.
2. Лозовик Ю.Е., Попов А.М. Свойства и нанотехнологические применения нанотрубок // УФН. - 2007. - Т. 177. - С. 786-799.
3. Попов, И.В. Деформации речных русел и гидротехническое строительство: гидродинамическая теория руслового процесса и ее применение: монография / И.В. Попов. – 2-е изд., доп. и перераб. – Л.: Гидрометиздат, 1969. – 363 с.
4. Справочник Дж. Любина «Композиционные материалы», М., 1988. – 448 с

## К ВОПРОСУ МАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С КОНЦЕНТРАТОРАМИ МЕХАНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

*В.Р. Мардамышин, ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург,*

*Г.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа*

Стресс-коррозионные трещины металла и дефекты сплошности сварных соединений эксплуатирующихся стальных трубопроводов являются естественными концентраторами механических напряжений. Они обладают способностью быстро развиваться в металле (часто непредсказуемо) и приводить к неожиданному разрушению металла стальной трубы.

В механике разрушения показано, что при вершине трещины в металле формируется пластическая зона. В зависимости от физического состояния металла величина механических напряжений в пластической зоне может находиться в интервале значений, ограниченных пределом текучести  $\sigma_T$  и пределом прочности  $\sigma_B$ .

Размеры зоны пластичности при вершине трещины в стальном трубопроводе можно оценить по формуле для плоского напряженного состояния металла [1]:

$$R_p = \frac{K^2}{4\pi\sigma_T^2} \left( 1 + \frac{3}{2} \sin^2 \theta + \cos \theta \right),$$

где  $\theta$  – полярный угол точки в металле относительно вершины краевой трещины;  $K$  – коэффициент интенсивности напряжений в металле стальной трубы при внутреннем давлении  $P > 0$ , который определяется по формуле:

$$K = 0,49 \frac{P D}{t} \sqrt{h} \left( 2 - 0,41 \lambda + 18, \lambda^2 - 38,48 \lambda^3 + 53,85 \lambda^4 \right),$$

где параметр  $\lambda = h/t$ ;  $h$  – длина грани трещины;  $t$  – толщина;  $D$  – внешний диаметр стальной трубы.

Численные расчеты по этим формулам показывают, что размеры зоны пластичности металла при вершинах краевых трещин сопоставимы с линейными размерами дефектов и толщиной стенки стальной трубы.

Например, зоны пластичности металла при вершине трещин глубиной 50% и более от толщины стенки стальной трубы практически достигают граничной поверхности стального трубопровода.

На рисунке 1 показаны распределения эффективного механического напряжения металла на поверхности стальной трубы над концентраторами механических напряжений – краевых трещин разной глубины, расположенных в стальной трубе, нагруженной внутренним давлением  $P > 0$ .

Форма распределения механического напряжения на поверхности стальной трубы является колоколообразной, при этом над краевой трещиной наблюдается максимум, величина которого зависит от глубины трещины.

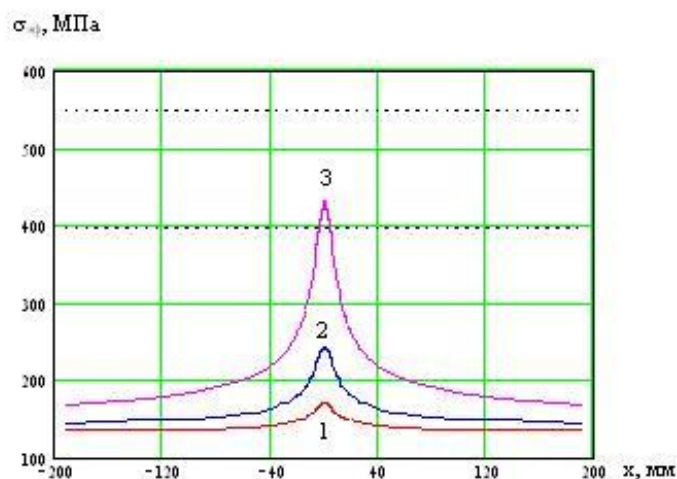
Из приведенных распределений видно, что максимум механического напряжения металла над концентратором напряжений превышает номинальное



механическое напряжение металла в бездефектной области стальной трубы:

- на 30% над трещиной с глубиной 10% от толщины стальной трубы;
- почти на 90% над трещиной с глубиной 30% от толщины трубы;
- более чем в три раза над трещиной с глубиной 50% от толщины трубы.

Расчеты показали, что величина эффективного механического напряжения над трещиной с глубиной 50% от толщины стальной трубы из конструкционной стали 09Г2С превышает предел текучести металла труба (предельные механические параметры показаны штриховой линией).



Кривая 1 –  $h = 1$  мм, 2 –  $h = 3$  мм, 3 –  $h = 5$  мм,  $P = 5$  МПа,  $t = 10$  мм.

Рисунок 1 - Распределение эффективного механического напряжения металла на поверхности стальной трубы с краевой трещиной

Из результатов теоретических исследований следует, что механические напряжения, формируемые в областях металла, прилегающих к зонам пластичности при вершинах трещин в стальном трубопроводе, могут быть измерены существующими структуроскопами.

Экспериментальные исследования на стальных трубах с естественными дефектами сплошности, проведенные с применением индикаторов механического напряжения металла ИН-01м и ИН-02 [2], показали справедливость результатов теоретических расчетов и сделанных на их основе заключений.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Николаева Е.А. Основы механики разрушения. – Пермь: Издательство Пермского государственного технического университета, 2010. – 103 с.
2. Загидулин Т.Р., Загидулин Р.В. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния металлоконструкций индикатором механического напряжения металла ИН-02 сканирующего типа. – Нефтегазовое дело, 2017, т.15, №4, с.143-149.

## **НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ ТИПА УГЛОВАТОСТЬ**

*Р.А. Масков, Ф.М. Мустафин, Э.В. Мамлиев, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день в России функционирует развитая сеть находящихся в эксплуатации стальных газонефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Их общая протяженность составляет более миллиона километров, включая промышленные, магистральные и газораспределительные трубопроводы. Наиболее ответственными участками магистральных трубопроводов являются подводные переходы.

Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов газонефтепроводов, как самых сложных по проектированию и сооружению участков в составе линейной части, находится под особым вниманием и контролем, так как эксплуатируются они в сложных условиях и подвергаются многообразным силовым воздействиям. Следует также отметить, что нефтегазовым компаниям приходится сталкиваться с большими трудностями и затратами при оценке технического состояния, обслуживании и ремонте подводных переходов трубопроводов.

Статистические данные показывают, что только за последние 10 лет 12 аварийных случаев на нефтепроводах и 46 аварийных случаев на газопроводах произошли на подводных переходах, связанных с размывом, провисом, всплытием, разрывом трубопровода, а также браком строительно-монтажных работ.

В связи с этим необходимо определить влияние дефектов типа угловатость, возникающих на подводных переходах магистральных трубопроводов, на напряженно-деформированное состояние подводного перехода в целом.

С целью определения изменений механических характеристик стали трубопроводов с угловатостью сварных швов было изготовлено и испытано на растяжение 28 образцов с различным углом наклона сварного шва.

По испытаниям на растяжение установлено, прочностные характеристики металла трубы при дефекте сварного шва типа «угловатость» с углом наклона сварного шва  $0^\circ < \alpha < 10^\circ$  изменяются не значительно, при этом временное сопротивление изменяется не более чем на 18%. А прочностные характеристики металла трубы при дефекте сварного шва типа «угловатость» с углом наклона сварного шва  $0^\circ < \beta < 10^\circ$  изменяются значительно, при этом временное сопротивление изменяется не более чем на 17%.

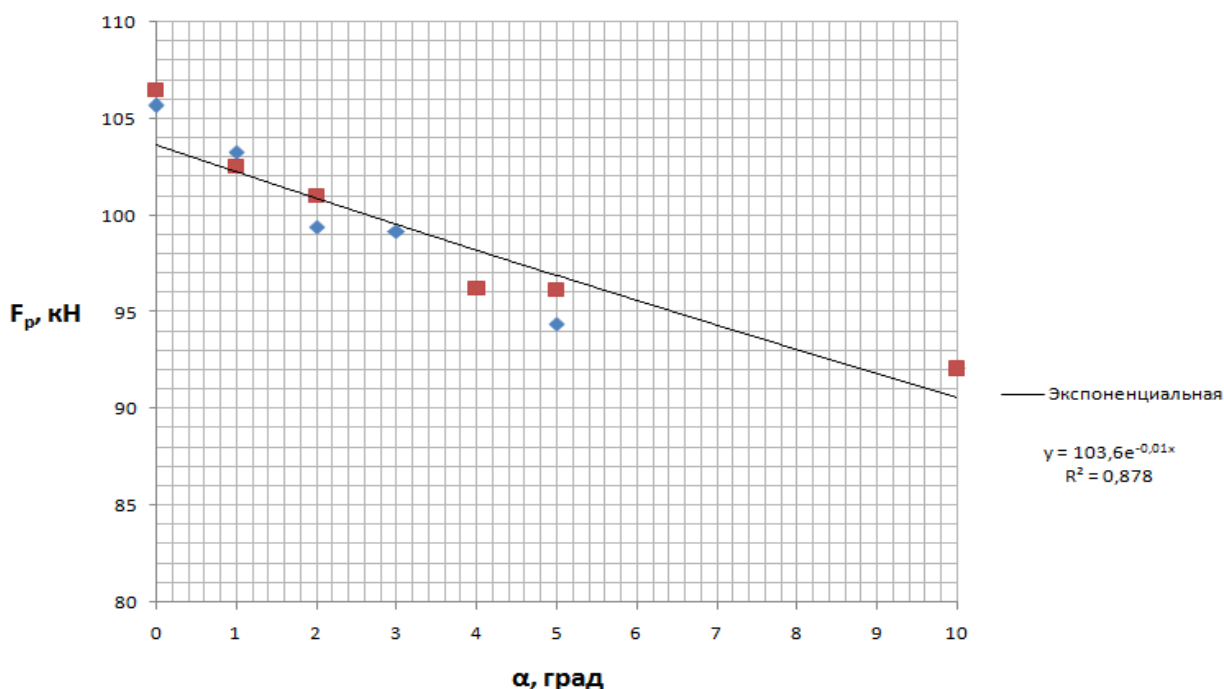


Рисунок 1 – Зависимость разрывного усилия от значения угла  $\alpha$

В результате проведения эксперимента были получены зависимости разрывных усилий от угла наклона и пространственного положения сварного шва. После обработки и анализа данных, полученных в ходе эксперимента, можно дать рекомендацию, что угол наклона сварного шва до  $3^\circ$  не оказывает значительного влияния на прочностные характеристики стали. Следовательно, такие дефекты можно считать не опасными при соблюдении правил эксплуатации трубопровода и соблюдении сроков его ремонта.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Типовые расчёты при строительстве и ремонте газонефтепроводов: Учебное издание для ВУЗов. – М.: Недра, 2011. – 748 с.
2. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Васильев Г.Г., Технология сооружения газонефтепроводов: – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.-632 с.
3. Благов, О.Н., Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А. и др. Сооружение подводных переходов газонефтепроводов методом наклонно-направленного бурения. Учеб-метод пособие – М.: ООО «Типография ИПО профсоюзов «Профиздат», 2003.– 318 с.

УДК 622.692.4.07

### АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА БАЛОЧНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ С КОМПЕНСАТОРАМИ

*И.Ф. Махмудова, Д.Д. Каримов, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа*

Исследованием напряженно-деформированного состояния балочных переходов занимались Л.И. Быков, М.Ю. Котов, З.Ф. Автахов, А.С. Кузьбожев, Л.А. Лунев и другие.

Одним из основных направлений исследований в последнее время был анализ влияния конструкции опор, в частности их высотного положения, на напряженно-деформированное состояние балочного перехода.

В [1] отмечается, что из-за вертикальных смещений появляются дополнительные изгибающие моменты, зависящие от величины смещения и жесткости

трубы. Расположение опор на одной высоте – слабая сторона расчётных методик.

В статье [2] также затронуто регулирование напряжений за счет изменения высотного уровня опор балочного перехода. Подчеркивается, что регулировать напряжения таким способом можно только в статически неопределимых конструкциях. К тому же необходимо учитывать влияние компенсаторов на изгибающие моменты в трубопроводе в зависимости от высотного положения опор.

В [3] замечено, что на практике часто встречаются случаи смещения опор от проектного уровня. При равновысотном расположении опорные сечения существенно перегружены, в то время как в пролетных сечениях напряжения практически в 2 раза меньше. Путем последовательного понижения высотного положения опор достигается существенное уменьшение действующих напряжений, а также выравнивание напряжений в опорных точках и пролетных сечениях.

В следующих работах акцент смещён на оценку продольных деформаций под действием температуры и внутреннего давления.

В [4] расчёт параметров компенсаторов не учитывает упругую податливость заделки и приводится допустимое для компенсатора предельное перемещение. С целью уменьшения размеров компенсаторов предлагается применять предварительную их растяжку или сжатие.

В [5] отмечается, что для трубопроводов больших диаметров продольные перемещения в месте выхода подземного трубопровода на поверхность значительны. Эти перемещения рационально уменьшать, устраивая подземные компенсаторы-упоры. Предлагается длину консолей однопролетных двухконсольных балочных переходов из условия минимума изгибных напряжений принимать равной 35% от длины пролета, а в многопролетных системах – 40%.

В [6] при исследовании многопролетных надземных переходов с двумя компенсаторами были обнаружены значительные поперечные перемещения опорных сечений трубопровода. Независимо от их конструктивного исполнения, продольные перемещения трубы происходили в направлении компенсатора с большим вылетом, что создавало условия для неравномерной загрузки. Исследования показали, что работу компенсаторов наиболее полно можно проследить по состоянию отмокки или обваловки при входе трубы перехода в грунт.

В [7] отмечается, что компенсаторы не обязательно устанавливать с уклоном вниз. При необходимости поднять трассу трубопровода компенсатор можно устанавливать вверх. При числе пролетов три и более, когда компенсаторы установлены по обоим концам открытого участка, одну из промежуточных опор, обычно среднюю, делают неподвижной.

В результате проведённого анализа исследований напряжённо-деформированного состояния балочных переходов с использованием компенсаторов продольных деформаций был сделан вывод: конструкция оптимальна, когда максимальный изгибающий момент в середине пролета и

момент на опоре равны по абсолютной величине. В рассмотренных источниках это достигается при длине консоли  $a = 0,354 \cdot l$ .

Однако заметим, что рассмотренные расчётные схемы представляют собой неразрезную балку на опорах, тогда как в реальности балочный переход с компенсаторами имеет Г- или П-образный вид (рисунок 1). Поэтому необходимо учитывать действие вертикальных частей балочного трубопровода на пролетную конструкцию для более точного определения длины консоли.

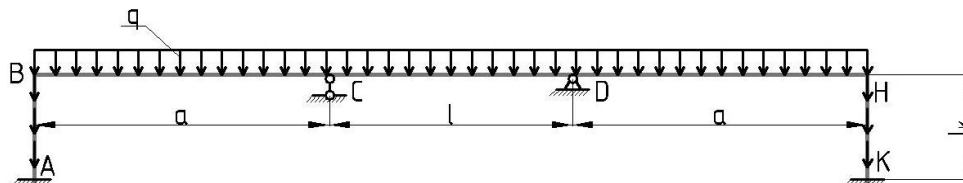


Рисунок 1 – Балочный переход с компенсаторами  
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Котов, М.Ю. Оценка характеристик напряженно-деформированного состояния модели балочного трубопроводного перехода / М.Ю. Котов, Л.И. Быков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №2. – С. 76–78.
- 2 Автахов, З.Ф. Рациональное проектирование балочных трубопроводных переходов / З.Ф. Автахов, Л.И. Быков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – №1. – С. 60–64.
- 3 Автахов, З.Ф. Оценка влияния опорных условий на работу балочных трубопроводных систем / З.Ф. Автахов, Л.И. Быков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – №5. – С. 79–85.
- 4 Кузьбожев, А.С. Балочные переходы. Методы расчёта и реконструкции на стадии эксплуатации трубопровода [Текст] : учеб. пособие / А.С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло, Н. С. Вишневская, М. М. Бердник. – Ухта : УГТУ, 2013. – 111 с.
- 5 Айнбиндер, А.Б. Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие / А.Б. Айнбиндер. – М. : Недра, 1991. – 287 с.
- 6 Перун, И.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях / И.В. Перун. – М. : Недра, 1987. – 175 с.
- 7 Петров, И.П. Надземная прокладка трубопроводов / И.П. Петров, В.В. Спиридонов. – М. : Недра, 1965. – 447 с.

УДК 622.692.4

## **СООРУЖЕНИЕ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНЫЕ И АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ МЕТОДОМ ГБ**

*А.И. Муллаянов, Н.В.Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа*

Прокладка кожухов методом горизонтального бурения характерна тем, что разработка грунта по площади сечения скважины несколько опережает передвижение защитного кожуха в скважину. Работы по строительству переходов этим методом обычно начинаются с геодезической разбивки места перехода и рытья рабочего и приемного котлованов, размеры которых определяют в зависимости от грунтовых условий и конструкции машин и установок, применяемых для бурения горизонтальных скважин. После окончания рытья рабочего котлована и устройства крепления стенок дно котлована выравнивают и размещают направляющие конструкции, агрегаты и узлы установки, применяемой для прокладки кожухов. При монтаже направляющих конструкций особое внимание обращают на правильное их размещение в горизонтальных и вертикаль-

ных плоскостях, так как от этого зависит сохранение заданного направления прокладки и минимальные отклонения фактического положения оси кожуха от проектного. Прокладку кожухов методом горизонтального бурения осуществляют путем последовательного наращивания их звеньями или же без наращивания на всю длину предполагаемой прокладки. Для прокладки кожухов разработано несколько конструкций машин и установок. Наиболее совершенными являются установки УГБ, выпускаемые серийно. Установки УГБ относятся к машинам непрерывного действия. Установки горизонтального бурения типа УГБ применяют в строительстве переходов магистральных трубопроводов при бестраншейной прокладке кожухов диаметром от 325 до 1420 мм и грунтах I—IV групп. Эти установки имеют один и тот же принцип действия, аналогичную конструкцию и отличаются высокой производительностью, степенью механизации технологических операций и поточностью их выполнения. Это достигается тем, что процессы бурения скважин и прокладки кожуха совмещены во времени, т. е. выполняются одновременно, благодаря чему исключены перерывы в работе, связанные с наращиванием кожуха, так как последний сваривают сразу на всю длину бестраншейной части перехода. Однако при работе в стесненных условиях городов и поселков прокладку можно осуществлять путем периодического наращивания кожуха звеньями. Принцип действия установок горизонтального бурения УГБ основан на механическом разрушении грунта режущей головкой, непрерывном сухом транспортировании грунта безопорным шнеком, совмещении процесса бурения с прокладкой кожуха, разработке скважин диаметром на 50—70 мм больше наружного диаметра прокладываемого кожуха, благодаря чему уменьшаются сопротивления продвижению кожуха в грунте.

УДК 622.692

## **НАДЕЖНЫЙ И БЕЗОПАСНЫЙ ТРАНСПОРТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ИЗ РОССИИ В КИТАЙ**

*Ф.М.Мустафин, И.Ф.Кантемиров, О.Ф.Мустафин, УГНТУ, г. Уфа*

Очевидным является дальнейшая заинтересованность России и Китая в развитии двухсторонних взаимовыгодных отношений в области добычи, транспорта и потребления энергоресурсов. В первую очередь это трубопроводный транспорт нефти и газа. Построен и успешно функционирует нефтепровод Восточная Сибирь - Тихий Океан (ВСТО). Завершается строительство газопровода Сила Сибири - 1 (восточный маршрут). Главами наших государств В.В. Путиным и Си Цзиньпином дано указание на проектирование и строительство газопровода Сила Сибири - 2 или Алтай (западный маршрут). Весьма перспективным для ближайшего будущего является транспорт сжиженного природного газа (СПГ) и нефти новыми кораблями ледового класса через Северный Ледовитый океан (северный маршрут). Важным объектом сотрудничества является завершающееся строительство Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), который будет поставлять в Китай гелий и переработанный газ. Имеются меж-

ду нашими странами также долгосрочные соглашения в области строительства новых электростанций в России для обеспечения нужд северных регионов КНР.

Надежность и безопасность транспорта энергоресурсов из России в Китай имеет стратегические, политические и научно - технические аспекты. Отрадно, что наши страны декларировали о стратегическом партнерстве во всех областях двухстороннего и международного сотрудничества.

На последнем Международном энергетическом форуме (IEF), который недавно происходил в России было отмечено, что инновационный переход от традиционного способа получения и использования энергоресурсов к новой цифровой энергосистеме будущего – это наиболее перспективный тренд в сфере энергетики будущего. Новейшие технологии искусственного интеллекта способны решить многие проблемы глобальной энергетики и перейти к новому этапу технологического развития. Цифровые технологии ближайшего будущего позволят уменьшить потери при передаче электрической энергии от электростанции к потребителю, повысить безопасность и надежность энергоснабжения, оптимально и эффективно перераспределить энергетические потоки, а в конечном итоге сократить себестоимость энергоресурсов до 30 процентов.

В «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года» говорится о развороте российского газового экспорта на Восток, где предлагается увеличить рост экспорта на рынок Китая и Азиатско-Тихоокеанского региона в 8-9 раз. "Газпром" и китайская компания CNPC в мае 2014 года подписали договор о поставках российского газа в Китай по восточному маршруту. Договор заключен на 30 лет и предполагает ежегодную поставку 38 миллиардов кубометров российского газа в Китай по газопроводу "Сила Сибири-1". Поставки должны начаться 20 декабря 2019 года. Компании также подписали еще одно соглашение о поставках газа в Китай — по западному маршруту, который получил название "Сила Сибири-2" с объемами транспортировки порядка 30 миллиардов кубометров газа в год.

Важной стратегией для России и его партнеров в рамках диверсификации и повышения надежности и стабильности поставок углеводородного сырья в Китай и страны Азиатско-Тихоокеанского региона является строительство новых судостроительных верфей. Например "Роснефть" стала первым заказчиком новой верфи "Звезда" на Дальнем Востоке и заключила контракты на строительство новых судов ледового класса для транспорта СПГ и нефти. Также было подписано соглашение о разработке и строительстве еще пяти танкеров последнего поколения типа "Афрамекс" с использованием газомоторного топлива. Длина каждого из них составит 250 метров, ширина 44 метра, осадка 15 метров, водоизмещение 114 тыс тонн, а скорость – 14,6 узла. Все танкеры будут иметь ледовый класс ICE-1В.

Кроме того новый судостроительный комплекс "Северная верфь" позволит строить крупноблочным способом крупнотоннажные суда и корабли массой до 25 тыс. тонн газовозов и нефтеналивных танкеров ледового класса. Эти инновации и современные корабли в значительной степени обеспечат безопасную, стабильную и возможно круглогодичную транспортировку

нефти и СПГ по "северному маршруту" через Северный Ледовитый океан в кратчайшие сроки в Китай и другие страны.

Основные направления развития научно-исследовательской работы специалистов и экспертов наших стран неразрывно связаны с решением отдельных задач, стоящих в системе трубопроводного транспорта. Например, проблемы снижения пропускной способности и коррозии труб решаются за счет применения новых систем защитных покрытий, которые наносятся на внешнюю и внутреннюю поверхности труб, описанных, например, в последних наших книгах «Защита трубопроводов от коррозии» том 1 и 2, а также имеется патент РФ №148603, Бюл.34 от 10.12.2014. На новые конструкции защитных покрытий получено 3 патента на изобретения (патент РФ №2183785, Бюл. 17 от 2002г., патент РФ №125673, Бюл.7 от 10.03.2013, патент РФ 3146246, Бюл.28 от 10.10.2014). На основании наших новых исследований получены патенты по эффективной защите от коррозии промысловых трубопроводов и трубопроводов городской инфраструктуры, а также по определению долговечности покрытий: (патент РФ №106714, Бюл. 20 от 2011г., патент РФ №111665, Бюл. 35 от 2011г., патент РФ №2570531, Бюл.34 от 10.12.2015 и патенты КНР № ZL 2015 2 0455347.5. Защитное покрытие подземного трубопровода 防腐管道 / Чэнь Цюнь, Ф.М. Мустафин, Оpubл. 25.11.2015 Бюл.11; Патент КНР № ZL 2015 20166123.2, 4484439一种金属管道雷电腐蚀防护装置及管道系统 Способ защиты трубопроводов от коррозионного разрушения / Вэй Бэй, Ф.М. Мустафин; Оpubл. 29.07.2015). По результатам собственных научных исследований и аналитического обзора новейших разработок в нефтегазовой отрасли за последние годы опубликовано около 400 работ, из них 20 уникальных и не имеющих аналогов монографий, учебников и учебных пособий. Двенадцать наших патентов по 6 инновационным договорам приобретены ведущими предприятиями нефтегазовой отрасли, что будет способствовать дальнейшему повышению надежности и безопасности транспорта энергоресурсов.

В докладе также представлены разделы научно-техническая концепция повышения надежности и безопасности транспорта нефти и газа, конкретика и приоритеты трубопроводного строительства, современные инновации и наука.

УДК 622.692

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО И ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОТОКА ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ПРОДУКТА НА СТЕНКУ ТРУБОПРОВОДА**

*Ф.М. Мустафин, М.М. Кусакина, О.Ф. Мустафин, Р.Р. Халиков, УГНТУ, г. Уфа*

Наиболее частая причина отказов на магистральных трубопроводах это потеря устойчивости на подводных переходах. Устойчивость на выпуклых и вогнутых участках трубопроводов и в основном на подводных переходах обеспечивается устройством балластировки. Недостатком данного метода является то, что не учтено гидродинамическое или газодинамическое воздействие потока перекачиваемого продукта на трубопровод. Таким образом, необходимо определить силы гидродинамического и газодинамического воздействия потока пе-



рекачиваемой среды на трубопровод с использованием следующих теорий: теория классической механики; теорема импульса сил с учетом отпора от воздуха; теорема импульса сил без учета отпора от воздуха; закон распределения скоростей потока [1].

Результаты расчетов по данным теориям, а также результаты эксперимента представлены на графиках, изображенных на рисунках 1-3.

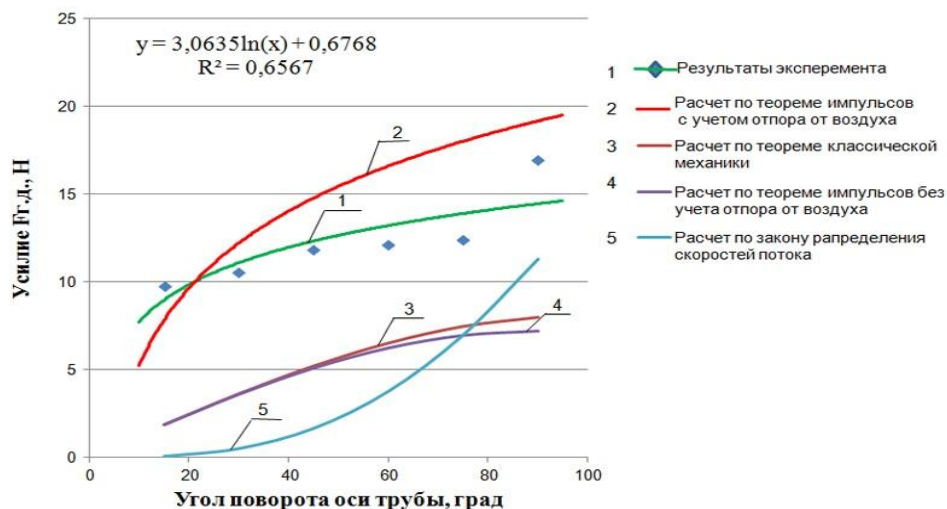


Рисунок 1 – График изменения вертикальной составляющей силы гидродинамического воздействия потока воды от угла поворота трубы диаметром  $D_{вн} = 0,0125$  м

В результате построения графиков, представленных на рисунках 1,2,3, можно сделать вывод, что наименьшую погрешность линии тренда между экспериментальными и расчетными данными имеет график, построенный по результатам расчета по теореме импульсов с учетом отпора от воздуха.

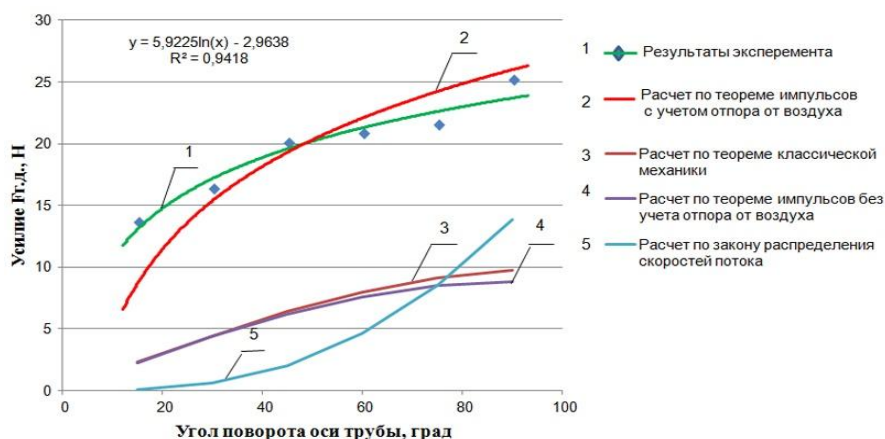


Рисунок 2 – График изменения вертикальной составляющей силы гидродинамического воздействия потока воды от угла поворота трубы диаметром  $D_{вн} = 0,019$  м.

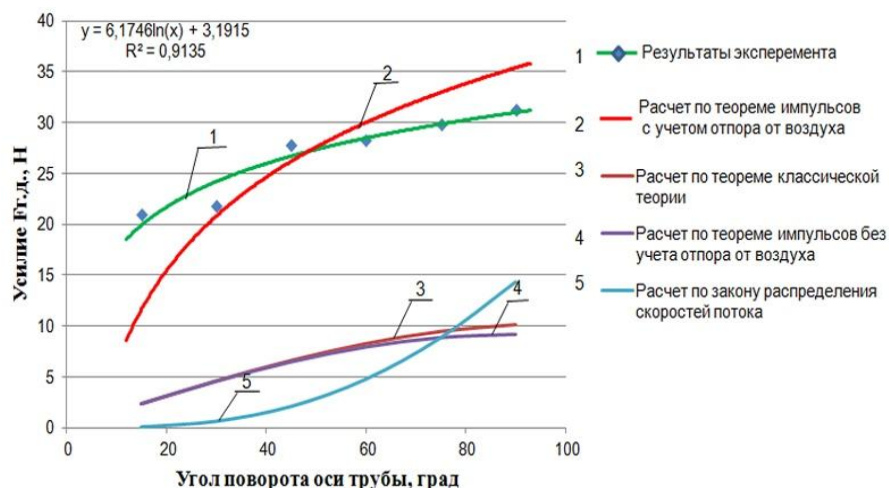


Рисунок 3 – График изменения вертикальной составляющей силы гидродинамического воздействия потока воды от угла поворота трубы диаметром  $D_{вн} = 0,025$  м

Поэтому более точно результат эксперимента описывает график, полученный по расчетам по теореме импульсов с учетом отпора от воздуха.

Поэтому данное воздействие необходимо учитывать в процессе проектирования сложных участков газонефтепроводов, прежде всего необходимо учитывать силы газодинамического воздействия при проектировании участков с вертикальными поворотами осей магистральных газопроводов, особенно на участках с малыми радиусами поворотов и с большими углами поворотов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидродинамическое и газодинамическое воздействие потока перекачиваемого продукта на трубопровод. Мустафин Ф.М., Абзгильдин Р.Р., Файрузов В.М.// Материалы VIII международной учебно-научно-практической конференции Трубопроводный транспорт. – 2012. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012.- с. 263-264.

УДК 624.135

### СПОСОБЫ ЗАКРЕПЛЕНИЕ ГРУНТОВ ОТ ВЫМЫВАНИЯ ПОЧВЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЭРОЗИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

*А.А. Насирова, АО ВНИИСТ, г. Москва*

На этапах сооружения трубопроводов строителям предстоит решать множество задач по защите трубопроводов от действия различных природных факторов. Одним из таких факторов является эрозийные процессы грунта. Трасса магистрального трубопровода подвергается эрозии от ветра, воздействия атмосферной влаги, паводковых и ливневых вод. Эрозийные процессы грунта могут привести к нарушению целостности засыпки и грунтового основания трубопровода. Кроме того, эрозия причиняет огромный ущерб почве, лишая землю плодородного и растительного слоя. Отсутствие противоэрозионных мероприятий или их неправильное применение влечет за собою усугубление последствий процесса эрозии. Поэтому на стадии проектирования необходимо тщательно проводить инженерные изыскания и предусматривать мероприятия, которые

исключают их влияние. Существует несколько основных типов эрозионных нарушений на трассах трубопровода.

Первый тип – смыв и вымывание грунта засыпки на склонах. Второй тип – растущие овраги с вершинами в пределах полосы трубопровода. Третий тип – размывы на пересечениях трубопроводов с временными и малыми водотоками. Четвертый тип – размывы береговых и приурезных участков подводных переходов трубопроводов. Пятый тип – размывы в русловой части подводных переходов трубопроводов. Наибольшее распространение имеет четвертый тип эрозионных нарушений.

В данной работе был проведен расчет устойчивости грунтов к размыву и были выявлены критические значения уклонов, при которых процесс эрозии протекает интенсивнее. Рассмотрено влияние интенсивности осадков на фактическую донную скорость размыва. Проведена оценка эффективности применения георешетки для различных грунтов в зависимости от уклона.

Также в работе предложена схема выбора противоэрозионных мероприятий с использованием геосинтетических материалов в зависимости от возможных условий эксплуатации.

Проведенное исследование показало, что для более результативной борьбы с водной эрозией при сооружении магистральных трубопроводов нужно проводить комплекс мероприятий, включающий в себя организационно-хозяйственные, агротехнические, лесомелиоративные и гидротехнические этапы. Для объемного упрочнения грунта на склонах целесообразно использовать георешетки. Одной из главных задач при принятии мер по предупреждению эрозии является восстановление растительно-почвенного покрова, естественным образом препятствующее развитию эрозионных процессов. Был проведен сравнительный анализ существующих способов рекультивации, на основе которого была выбрана укладка биоматов, как наиболее эффективный метод, не препятствующий развитию корневой системы, имеющий в своем составе семенной материал многолетних трав и являющийся одним из перспективных способов рекультивации в районах Крайнего Севера.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кузнецов М.С., Глазунов Г.П. Эрозия и охрана почв: Учебное пособие /М.С. Кузнецов, Г.П. Глазунов. - М.: КолосС, 2004. - 351 с..
2. Скапинцев А.Е. Инженерная защита трубопроводов от эрозионных процессов. / А.Е. Скапинцев, А.Д. Потапов, А.А. Лаврушевич// Вестник МГСУ. - 2013 . – 7. - 140-151 с.

УДК 622.692

### **ОПТИМИЗАЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ДРОССЕЛИРУЕМОГО ГАЗА**

*Д.И. Панков, РГУНГ, г. Москва,*

*Ф.М. Мустафин, Э.В. Мамлиев, УГНТУ, г. Уфа*

В наше время использование потенциальной энергии компримированного газа в узлах редуцирования довольно ограничено. Только в случаях, когда потенциал газораспределительного пункта (ГРП) или газораспределительной станции (ГРС) превышает значение 1 МВт, электрическая энергия вырабатыва-

ется с использованием утилизационных турбодетандерных установок (УТДУ). Также существуют иные наименования данного устройства: утилизационная детандерэнергетическая установка (УДЕУ), турбодетандер энергетический (ТДЭ), детандер-генераторный агрегат (ДГА) и др. [1].

Особенность производства электроэнергии с применением данных установок заключается в значительном охлаждении потока газа на выходе в результате его расширения. Перепад давления прямо влияет на изменение температурных значений на УТДУ.

Кроме того на объектах ГРС и ГРП располагаются помещения и сооружения для обслуживающего персонала, операторные с оборудованием для контроля работоспособности узла редуцирования. Возникает потребность не только в снабжении их электроэнергией, но и в обогреве. Зачастую эту цель выполняют газовые водогрейные котлы, питающие теплоноситель за счёт сжигания газа. Вследствие этого возникает потребность в создании нового оптимального решения с использованием потенциальной энергии сжатого природного газа для удовлетворения нужд в тепловой и электрической энергии без использования дополнительных носителей энергии.

В целях решения данной задачи энергосбережения предлагается схема с использованием утилизационной турбодетандерной установки для питания воздушной климатической системы. ВКС, в свою очередь, обогревает помещения станции и повышает температуру газа на выходе из УТДУ. [1,2]. Выработка электрической энергии для турбодетандерной установки осуществляется в результате расширения природного газа. Природный газ из магистрали высокого давления попадает в УТДУ, в которой происходит его расширение и появление механической энергии, которая преобразуется в электроэнергию в электрогенераторе. При расширении газа в турбодетандере образуется конденсат, в дальнейшем отделяемый в сепараторе. Сухой газ следует в подогреватель, в котором его температура поднимается выше  $0^{\circ}\text{C}$ , далее поступает в магистраль низкого давления. Во время этих процессов вентилятор ВКС перемещает воздух из атмосферы в рекуперационную установку, в котором происходит его подогрев, затем подается в помещение. После этого тёплый воздух из помещения попадает в компрессор, в котором происходит сжатие с увеличением температуры, далее в рекуператоре отдает свою тепловую энергию атмосферному воздуху и подается в подогреватель с целью подогрева газа на выходе из турбодетандера. Воздух из подогревателя следует в турбину, где он расширяется до атмосферного давления и растворяется в атмосфере. В процессе расширения воздуха в турбине производится механическая энергия, частично компенсирующая мощность, вырабатываемую электродвигателем, служащего приводом для компрессора. Таким образом, с применением разработанной схемы на ГРС решаются следующие задачи энергосбережения: обогрев помещений и повышение температуры природного газа за счет использования ВКС, источником электроэнергии для которой служит УТДУ [1, 2].

Закключение.

1. Совместная работа УТДУ и ВКС на ГРС даёт возможность рационального использования потенциальной энергии сжатого природного газа в целях обогрева помещений станции и подогрева газа после турбодетандера без привлечения дополнительных носителей энергии.

2. Улучшение условий работы персонала ГРС за счёт того, что используется чистый нагретый воздух.

3. Недостатками разработанной схемы относится необходимость установки дополнительного оборудования и наличия резервного котельного оборудования.

4. Ключевыми факторами в пользу внедрения предложенной схемы на ГРС выступают обеспечение ресурсосбережения за счет значительной экономии природного газа, а также повышение экологической безопасности станции в результате отсутствия выбросов в атмосферу продуктов горения газовых котлов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М. и др. Энергосберегающие технологии транспорта газа: Учеб. пособие.- М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. 408 с.
2. Диких Б., Бояринов М., Авлошенко А. Обзор современных конструкций турбодетандерных генераторов.- СПб.: ООО «НТЦ МТТ», 2008. 90 с.

УДК 699.8

### **МЕТОД МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ МЕТАЛЛА – КАК СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ, РАБОТАЮЩЕГО ПОД ИЗБЫТОЧНЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

*Т.А. Петрова, Н.С. Ахметзянов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время в России разработан и успешно внедряется на практике принципиально новый метод диагностики оборудования и конструкций, который основан на использовании магнитной памяти металла (МПМ). Он имеет ряд существенных преимуществ перед другими методами при контроле промышленных объектов [1]:

- 1) при использовании этого метода не требуется специальных намагничивающих устройств, так как оборудование в процессе имеет остаточную намагниченность;
- 2) места концентрации напряжений от рабочих нагрузок, которые заранее не известны, определяются в процессе их контроля;
- 3) не требуется подготовка поверхности оборудования;
- 4) приборы метода МПМ имеют малые габариты, автономное питание и регистрирующие устройства;
- 5) возможность проведения экспресс-контроля;
- 6) возможность проведения контроля оборудования с любыми толщинами;
- 7) метод применяется при широком интервале температур от –20 до +6.

Метод магнитной памяти металла основан на регистрации и анализе распределения собственных магнитных полей рассеяния (СМРР) на поверхности

изделий с целью определения зон концентрации напряжений (КН), различных дефектов, неоднородности структуры металла и сварных соединений[2].

Основной задачей метода МПМ является определение на объекте контроля наиболее опасных участков и узлов, которые характеризуются зонами концентраций напряжений. Затем, с использованием других методов неразрушающего контроля в этих зонах определяется наличие конкретного дефекта. На основе поверочного расчёта на прочность наиболее напряжённых узлов, выявленных методом МПМ, выполняется оценка остаточного ресурса оборудования.

Для проведения исследований по методу МПМ применяется специализированный магнитометрический прибор – измеритель концентрации напряжения (ИКН), который измеряет, регистрирует и обрабатывает данные напряженно-деформированного состояния оборудования и конструкций с использованием остаточной намагниченности [4].

Для оценки напряженно-деформированного состояния сосудов, работающих под избыточным давлением, была разработана методика, основанная на МПМ.

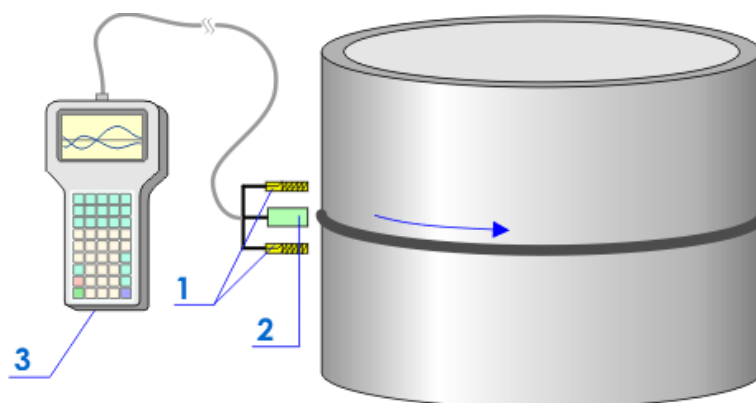


Рисунок 2 – Контроль сосуда с помощью многоканального сканирующего устройства:

1 – датчики измерения намагниченности; 2 – датчик измерения длины; 3 – прибор типа ИКН

Схема контроля по данной методике представлена на рисунке 2. Сканирующее устройство на тележке перемещается оператором вдоль сварных соединений и по образующим сосуда в соответствии с методикой [5].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шаммазов, А.М. Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и газа: / А.М. Шаммазов, Б.Н. Мастобаев, А.Е. Сощенко, Г.Е. Коробков, В.М. Писаревский – Санкт-Петербург: Недра, 2009. – 511 с.
2. Диагностика оборудования и конструкций с использованием магнитной памяти металла [Текст] : сб. науч. докладов / ОАО «Энергодиагностика». – Вып. 4. – 2007 г. – 237 с.
3. Борейко, Д.А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазовых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики: дис. канд. техн. наук: 05.02.13 / Борейко Дмитрий Иванович. – М., 2015. – 116 с.
4. Дубов, А.А. Метод магнитной памяти металла. История возникновения и развития: / А.А. Дубов – Москва: Известия, 2011. – 256 с.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

*С.К. Рафигов, А.П. Ватолин, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время одним из основных направлений развития строительства и эксплуатации нефтегазопроводов является повышение надёжности объектов систем трубопроводного транспорта, так как большая часть трубопроводов, построенных в конце XX века, в данный момент подлежит капитальному ремонту и реконструкции. Немаловажным вопросом также является повышение надёжности строящихся нефтегазопроводов.

В связи с этим была выполнена научно-исследовательская работа в области анализа дефектов сварных соединений промышленных трубопроводов, перекачивающих стабильный конденсат (преимущественно в условиях Крайнего Севера).

Основной задачей данной работы является оценка влияния различных дефектов сварных соединений на напряженно-деформированное состояние сварного соединения и промышленного трубопровода в целом. Исследования были произведены для следующих видов дефектов сварных соединений:

- микротрещина в зоне сварного шва;
- микротрещина в зоне термического влияния;
- подрез;
- непровар;
- шлаковые включения;
- поры.

Для этого были отобраны образцы сварных соединений с определенными дефектами (вырезанные из строящегося трубопровода), затем эти образцы подверглись следующим испытаниям:

- испытания на растяжение металла сварного соединения;
- испытания на ударную вязкость;
- испытания на растяжение, определение твердости металла сварного шва и околошовной зоны;
- исследование микроструктуры сварного шва и околошовной зоны.

По итогам испытаний, были вычислены:

- коэффициент интенсивности напряжений для образцов с трещинами сварного шва и околошовной зоны;
- теоретический коэффициент концентрации напряжений в случае подрезов, пор и шлаковых включений;
- остаточный ресурс сварного соединения с дефектами.

Полученные данные о безотказности и ресурсе строящегося трубопровода были сопоставлены с результатами испытаний образцов бездефектного сварного соединения, также вырезанного с данного трубопровода.

Результатом исследования является оценка влияния дефектов сварных соединений на напряженно-деформированное состояние и надежность сварного соединения и всего трубопровода.

## РАСЧЕТ НАГРУЗОК И ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СЕТЧАТУЮ КУПОЛЬНУЮ КРЫШУ РЕЗЕРВУАРА

*М.Р. Сайфуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа*

Основной целью расчета стационарных крыш резервуара является установление конструктивных параметров элементов крыш исходя из условия обеспечения их прочности и устойчивости. Первым шагом расчета сетчатой купольной крыши является определение внешних нагрузок и выбор расчетной схемы, а также установление характера (формы) эпюры приложения этих нагрузок.

Можно выделить нагрузки, действующие на купольную крышу резервуара:

- собственный вес металлоконструкции крыши резервуара;
- снеговая нагрузка, рассматриваемая в трех вариантах;
- ветровая нагрузка;
- температурные климатические воздействия.

Существующие программные комплексы, такие как SCAD Office и ANSYS, позволяют определить суммарную нагрузку от собственного веса, снеговой и ветровой нагрузки в общем на сетчатую крышу, когда как нам необходимо рассмотреть нагрузку на каждый пояс крыши для дальнейшего расчета элементов конструкции. А также используемые в данных программах нормативная документация уже была переиздана, в частности это свод правил «Нагрузки и воздействия», который был введен в 2017 году.

Поэтому целью данной работы является разработка методики расчета нагрузок и воздействий на сетчатую купольную крышу резервуара согласно нового нормативного документа.

1) Усилия от собственного веса металлоконструкций на каждом поясе:

$$q_s = \frac{P_i}{2\pi r_i}, \text{ кН/м ;} \quad (1)$$

где  $P_i$  - общий вес конструкции, располагающего выше рассматриваемого пояса крыши резервуара, кН;

$r_i$  – радиус кольца нижней образующей рассматриваемого пояса.

Вес конструкции  $P_i$  найдём из выражения:

$$P_i = a \cdot r_i^2 \cdot \pi, \text{ кН;} \quad (2)$$

где  $a$  – вес единицы площади конструкции, кН/м<sup>2</sup>.

2) Определение значения снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия согласно [1] будет производиться по 3 вариантам распределения снега по поверхности купольной крыши: равномерная (по всей площади поверхности купола) и 2 варианта неравномерной (учитывающая перенос снега под действием ветра). Это учитывается при нахождении коэффициента  $\mu$ . Расчет общего веса снега, действующего на пояс, будем находить, умножая найденную величину снеговой нагрузки  $S$  на площадь проекции рассматриваемого пояса на горизонтальную плоскость. При нахождении  $S_0$  будем применять



среднее значение коэффициента  $\mu_{cp}$ , которое будем рассчитывать для каждого рассматриваемого пояса по формулам, приведённым в приложении Б [1] с применением интеграла.

3) Ветровую нагрузку на купольное покрытие рассматриваем как совокупность нормального давления  $w_e$ , приложенного к внешней поверхности сооружения, и сил трения  $w_f$ , направленных по касательной к внешней поверхности. Для нахождения распределённого усилия  $q$ , действующего от ветровой нагрузки, необходимо будет найти суммарное усилие от воздействия ветра на купольную крышу в целом, а также на отдельные пояса.

4) Напряжения, возникающие от температурных перепадов, одинаковы во всех элементах конструкции сетчатой купольной крыши резервуара. Согласно [1] температурные напряжения находятся из выражения:

$$\sigma_T = \Delta t \alpha E; \quad (3)$$

где  $\Delta t$  - изменение температуры, °С;

$\alpha$  - коэффициент температурного расширения материала.

Для дальнейших расчетов нам необходимо найти максимальные значения данных нагрузок, для это рассмотрим полосу единичной величины с подветренной стороны купольной крыши в направления розы ветров, так как именно на данный участок крыши будет действовать максимальная снеговая нагрузка. К такому выводу можно прийти, рассматривая распределение давления снега на поверхность купольной крыши резервуара для варианта 2 и 3 снеговой нагрузке по [1].

После нахождения максимальных усилий от каждого из нагрузок, рассматривается их сочетание согласно [1].

Для упрощения расчетов при дальнейшем анализе конструкции крыши, к примеру, для нахождения нагрузок и воздействий на купольную крышу другого радиуса, написана программа на языке программирования Pascal.

Следующим этапом будет рассмотрение вопросов прочности и устойчивости сетчатой купольной крыши, как в целом, так и отдельных её элементов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\* – М.: Минстрой России., 2016. – 106 с.
2. Резервуары для нефти и нефтепродуктов; том 1. Конструкции и оборудование, учебник для вузов/Ф.М. Мустафин, Р.А. Жданов, М.Г. Каравайченко и др. – СПб. Недра. 2010. – 480 с.

УДК 621.642.075.2

### **ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА КУПОЛЬНОЙ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРА**

*М.Р. Сайфуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа*

Основной целью расчета стационарных крыш резервуара является установление конструктивных параметров элементов крыш исходя из условия обеспечения их прочности и устойчивости.

После определения геометрии конструкции и прикладываемых к ней нагрузок и воздействий, следующим этапом является численный метод расчета в

программном комплексе SCAD Office для получения значений перемещений, усилий и напряжений, возникаемых в элементах купольной крыши резервуара.

Проектно-вычислительный комплекс StructureCAD (SCAD) реализован как интегрированная система прочностного анализа и проектирования конструкций на основе метода конечных элементов. Для проведения расчета необходимо задать размер конечного элемента расчетной схемы купольной крыши резервуара. Расчет производится в нелинейной постановке шаговым методом, необходимое минимальное количество шагов расчета, согласно графику (рисунок 1), для сходимости не менее 95% равно 20.

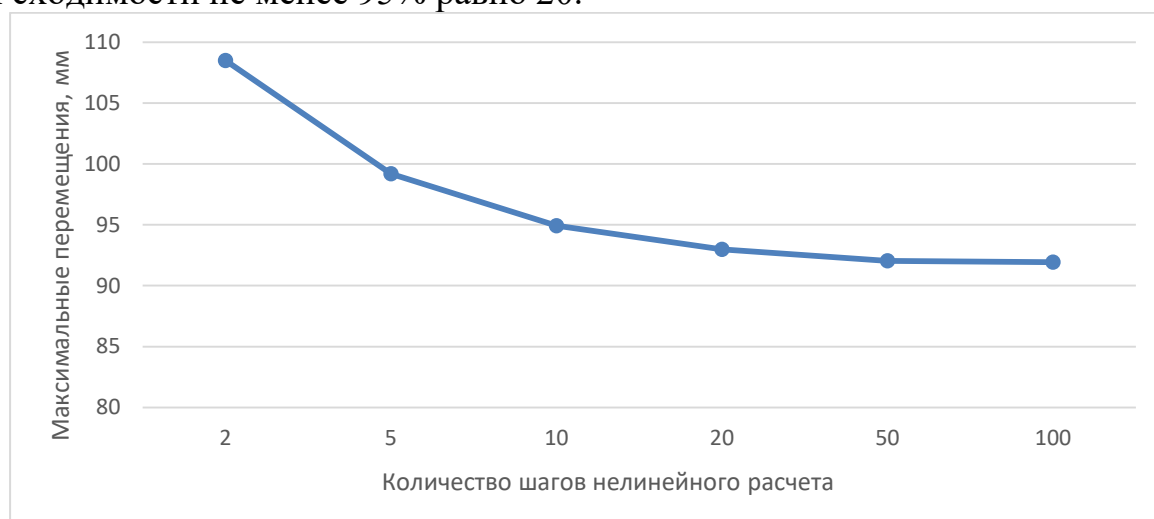


Рисунок 1 – Зависимость максимальных перемещений элементов от количества шагов нелинейного расчета

В данной работе рассмотрен вопрос определения размера конечного элемента для получения результатов расчета со сходимостью не менее 95%.

Для решения данной задачи были проведены расчеты максимальных перемещений элементов расчетной схемы в зависимости от количества разбиения элементов и, соответственно, длины конечного элемента. Результаты представлены на графике (рисунок 2).

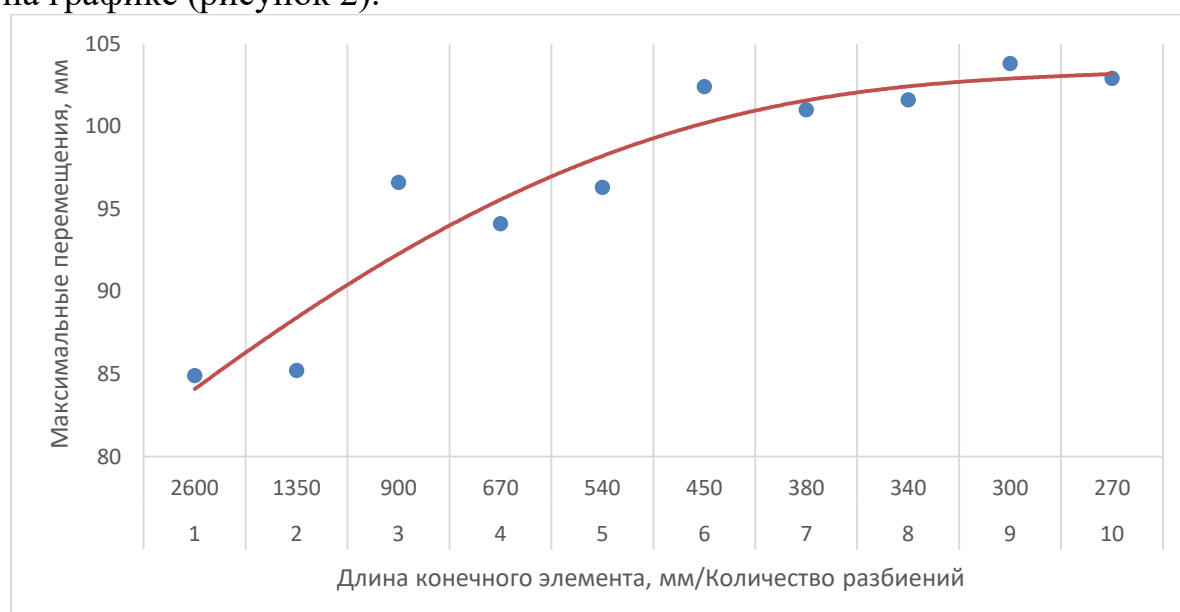


Рисунок 2 – Зависимость максимальных перемещений элементов от длины конечного элемента

Из графика можно сделать вывод, что оптимальной длиной конечного элемента является 380 мм.

Полученные результаты исследования могут служить основой для дальнейших расчетов напряженно-деформированного состояния алюминиевой купольной крыши резервуара в программном комплексе SCAD Office.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. SCAD Office. Вычислительный комплекс SCAD++ / В.С. Карпиловский, Э.З. Криксунов и др. – М.: Издательство «СКАД СОФТ». 2015. – 848 с.
2. Введение в метод конечных элементов статики тонких оболочек / А.И. Голованов, С.М. Корнишин - Казань, 1989. - 269 с.
3. Автоматизация архитектурно-строительного проектирования геодезических куполов и оболочек. Диссертация на соискание ученой степени д.т.н. / Павлов Г.Н. - Нижний Новгород, 2007. - 274 с.

УДК 622.692.4.07

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЦЕНТРОВКИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ РЕМОНТЕ С ЗАМЕНОЙ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА**

*Э.Ш. Субхангулов, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа*

При ремонтных работах участки трубопровода с недопустимыми дефектами вырезают, на их место врезают новые «катушки». Данный процесс включает технологическую операцию по центровке труб. Центровка – это технологическая операция, в результате которой две сопрягаемые трубы становятся соосными [1].

Необходимое усилие для центровки, особенно на криволинейных участках трубопроводов, достигает значительных величин, и, поэтому, при центровке для подъема и поддержки трубопровода большого диаметра иногда используют десятки грузоподъемных механизмов [1,2].

При анализе центровки труб с целью выбора рациональных параметров и повышения эффективности проведения работ трубопровод рассматривается как длинная гибкая балка, находящаяся под действием собственного веса, усилий перемещений и сопротивления грунта перемещениям трубопровода.

Анализ центровок проводится по следующим схемам: без смещения трубы с поддержкой, с подъёмом и опусканием, горизонтальным смещением, горизонтальным смещением и подъёмом, горизонтальным смещением и опусканием центрируемых концов труб.

Полученные аналитические выражения позволяют разработать рекомендации по выбору минимального и достаточного количества грузоподъемных механизмов, рационального расстояния между ними, что по итогу позволяет повысить качество, сократить продолжительность (обеспечивая безопасность) проведения работ по ремонту с заменой дефектного участка трубопроводов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Г. Гумеров, А.Г. Зубаиров и др. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Москва, «Недра», 1999. – 525 с.

2. РД-23.040.00-КТН-064-18. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных нефтепроводов. Организация и выполнение работ. - М.: ОАО «АК «Транснефть», 2018. – 232 с.

УДК 622.692.4.07

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЦЕНТРОВКИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ РЕМОНТЕ С ЗАМЕНОЙ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА

*И.В. Сулейманов, Т.Р. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа*

Способы производства ремонта линейной части магистрального трубопровода определяются технологическим набором ремонтно-восстановительных работ с применением специальных технических средств для достижения конечной цели ремонта. При этом возможны следующие варианты:

1. Ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу;
2. Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи;
3. Ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы);
4. Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее;
5. Ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки.

В работе было произведено комплексное сравнение существующих технологических схем производства ремонтно-восстановительных работ на трубопроводах с целью определения наиболее эффективного в современных условиях метода ремонта.

Таблица 1 - Критерии оценки технологических схем ремонта трубопроводов

|  | Технологическая схема ремонта                                  | Критерии эффективности |                         |            |                                     |                              |
|--|----------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------|------------|-------------------------------------|------------------------------|
|  |                                                                | технологичность        | комплексная механизация | поточность | сохранение прочности сварных стыков | экономический эффект         |
|  | в траншее с подкопкой под трубу                                | -                      | -                       | -          | +                                   | не эффективен                |
|  | с подъемом и укладкой его на берме траншеи                     | +                      | +                       | -          | -                                   | не эффективен                |
|  | на берме траншеи (с разрезкой трубы)                           | +                      | +                       |            | -                                   | не эффективен                |
|  | с подъемом и укладкой на лежки в траншее                       | +                      | +                       |            | -                                   | эффективен для нефтепроводов |
|  | с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу | -                      | +                       | +          | +                                   | не эффективен                |

Сравнение технологических схем ремонта трубопроводов показало, что ни одна из пяти схем на современном этапе не отвечает полностью пяти критериям эффективного ремонта линейной части магистральных газопроводов, однако для нефтепроводов метод с подъемом и укладкой на лежки в траншее является эффективным.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.Г. Гумеров, А.Г. Зубаиров и др. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Москва, «Недра», 1999. –525 с.

УДК 622.692.23:004

### **МОДЕЛЬ РЕЗЕРВУАРА С ПОНТОНОМ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ FLOWVISION**

*Г.И. Туктарова, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа*

Резервуар для аварийного приема (сброса) нефти - емкость, предназначенная для приема нефти при срабатывании предохранительных клапанов и задвижки на байпасной линии предохранительных клапанов, при ошибочных действиях персонала, а также при закрытии задвижек трубопроводов резервуарного парка в случае достижения в резервуарах максимального аварийного уровня. Многолетний опыт эксплуатации резервуаров показывает, что огромная доля всех потерь нефти и нефтепродуктов приходится на испарение из таких резервуаров, т.к. отсутствуют меры снижения потерь [1-3].

Предлагается использовать модель понтона с успокоителями [4] с целью верификации предложенной численной модели. Таким образом, будет проверена предлагаемая расчетная схема и конечно-элементная модель, которую можно будет использовать в дальнейшем для расчета специальных понтонов в резервуарах аварийного сброса нефти.

В расчете ставилась задача исследовать влияние жидкости на элементы резервуара при использовании понтона, которое может возникнуть при его эксплуатации. В расчете рассматривается случай заполнения резервуара.

Расчетная схема включает в себя действие гидростатического давления жидкости. В предложенной модели принимается условие абсолютно жесткого закрепления днища к основанию. Расчет выполнялся в программном комплексе FlowVision [5-6].

Геометрическая модель резервуара строилась в соответствии со следующими значениями. Диаметр резервуара 22800 мм, объем резервуара 5000 м<sup>3</sup>, высота стенки 12000 мм. Толщина стенки 1-го пояса- 9 мм, толщина 2-9-го пояса- 7 мм, высота поясов стенки 1500 мм, толщина листов днища 8 мм, толщина настила кровли 2,5 мм. Плотность закачиваемого продукта 925 кг/м<sup>3</sup>.

В постпроцессорной обработке результатов получены значения распределения плотности жидкости при заполнении резервуара с понтоном. Из приведенного рисунка видно, что под понтоном появляются места повышенной и пониженной плотности, благодаря чему стабилизируется положение понтона при колебаниях, возникающих от движения продукта при заполнении резервуара.

Приведенную модель резервуара можно будет использовать в дальнейшем, в качестве сравнения для моделирования с понтонами другой конструкции, для выявления оптимально подходящего для нашего случая: меньшей материалоемкости и эффективного противодействия колебаниям понтона с успокоителями.

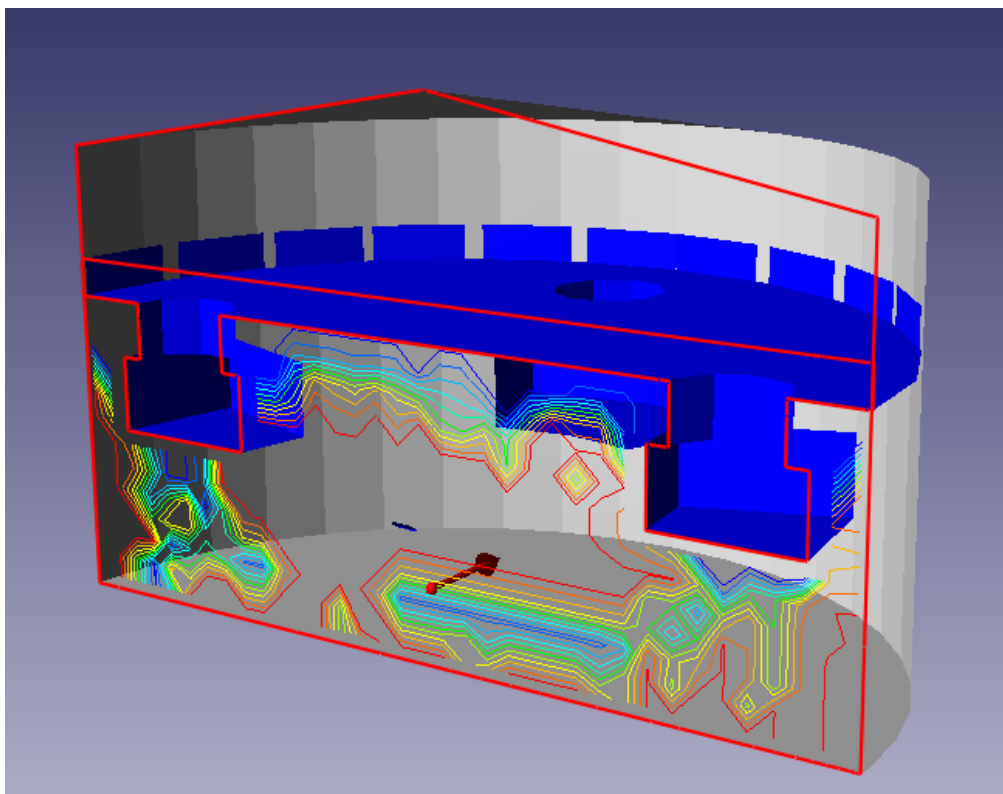


Рисунок 1 - Распределение плотности жидкости под понтоном  
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Проблемы повышения эксплуатационной надежности стальных вертикальных резервуаров с понтонами. // Трубопроводный транспорт-2010. Материалы VI международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа, 2010. - С. 177-178.
2. Лукьянова И.Э. Исследование работоспособности резервуара РВС для хранения нефти и нефтепродуктов с использованием программного пакета FlowVision / Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. №3. 2009. - С. 63-66.
3. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Проблемы эксплуатации РВСП с нефтепродуктами. В сборнике: 59-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: 2008. С. 59.
4. Пат. на полезную модель № 111118 РФ. Плавающее покрытие для резервуара / Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Лукьянова В.А. (РФ); заявл. 07.06.11; опубл. 10.12.11. Бюл. №34. – 2с.
5. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Модель РВС-50000 в программном пакете FLOWVISION для исследования работоспособности резервуара. В сборнике: 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: 2009. С. 44.
6. Лукьянова И.Э. Исследование работоспособности резервуара РВС для хранения нефти и нефтепродуктов с использованием программного пакета FLOWVISION // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2009. - № 3. - С. 63-66.

УДК 622.692.4.053

## **ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО- ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ И ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБНЫХ ИЗДЕЛИЙ**

*Р.Р. Хабибуллин, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время сооружено около 266,4 тыс. км линейной части трубопровода по данным Ростехнадзора и обеспечение эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов было и остается на сегодняшний день при-

оритетной задачей в области транспорта углеводородов. Однако, статистика показывает, что даже при пристальном внимании к данной проблеме, в России каждый год происходят около 40 тыс. полных (аварийных) или частичных (функциональных) отказов трубопроводных систем по различным причинам. Половину из них составляют аварии в результате развития коррозионных процессов из-за потери качества пленочного изоляционного покрытия на трубопроводах, построенных 15 лет назад и более [1].

Данная проблема является кардинальной, ее решение также должно соответствовать характеру проблемы. Из этого следует что, необходимо рассмотреть альтернативы стандартного ремонта, при котором происходит замена или переизоляция поврежденного участка. Одним из примеров решения проблемы является использование труб из полимерных материалов [2].

Для выполнения поставленной задачи был проведен сравнительный анализ трубных изделий из металлических и полимерных материалов с помощью построения цифровых моделей в программной среде ANSYS, а именно были выявлены особенности формирования напряженно-деформированного состояния металлических и полимерных трубных изделий. Также сделаны выводы о допустимости применения трубных изделий из полимерных материалов при различных эксплуатирующих параметрах. Построенные цифровые модели позволяют определить наиболее слабые места в тройниковых соединениях и отводах, тем самым предотвратить их разрушение, путём усиления наиболее слабых мест.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2017 году [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [http://m.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://m.gosnadzor.ru/public/annual_reports/) - С. 157-163.
2. Кабанов В.А. Энциклопедия полимеров / В.А. Кабанов. – М.: Советская энциклопедия. – 1977. – Т. 3. – С. 1150.

УДК 620.193

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНУТРИТРУБНЫХ КОРРОЗИОННЫХ И БИОКОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ**

*А.Д. Хажиев, Л.П. Худякова, А.А. Шестаков, А.В. Широков,  
НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

В нефтяной промышленности нефть транспортируется на длинные расстояния, как правило, по трубопроводам большого диаметра. Наличие свободной воды в трубопроводе может стать причиной коррозии внутренней стенки трубы. Состав водных скоплений, соотношение фаз водонефтяной эмульсии и содержание агрессивных компонентов являются основными факторами, определяющими коррозионную агрессивность среды.

Для моделирования условий коррозии и проведения коррозионно-метрических исследований используют проточную стендовую установку. Установка представляет собой замкнутую циркуляционную систему, состоящую из насосно-емкостного оборудования и испытательного контура. Стендовая установка позволяет исследовать процессы внутренней коррозии нефтепромысло-

вого оборудования, магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Исследования процессов коррозии и биокоррозии оборудования, включающих, в том числе проведение коррозионно-метрических испытаний образцов различных металлов и испытаний химреагентов производятся в автоматически контролируемых по наиболее важным, с точки зрения коррозии, параметрах потока рабочей среды.

Основными, определяющими скорость и механизм коррозии, контролируемые и автоматически поддерживаемыми параметрами потока рабочей среды являются температура, скорость потока и концентрация коррозионно-активных газов: двуокиси углерода, сероводорода, кислорода. Вспомогательные контролируемые параметры: фазовый состав коррозионно-агрессивной среды, давление, биозараженность. Стендовая установка позволяет производить изучение процесса коррозии во времени, что достигается за счет большого объема модельной жидкости, а это обеспечивает постоянство состава среды в течение эксперимента, и автоматической системы поддержания условий эксперимента по температуре, скорости потока и парциальным давлениям коррозионно-опасных газов и общего давления в системе.

Коррозия под влиянием микроорганизмов (MIC) является серьезным фактором разрушения промышленного оборудования. Стендовая установка позволяет исследовать разрушение конструкционных материалов и противокоррозионных защитных покрытий под воздействием присутствующих в испытательной среде микроорганизмов. Продукты жизнедеятельности микроорганизмов – органические кислоты, сероводород и другие соединения могут осложнять коррозионную обстановку и затруднять проведение защиты от коррозии. К наиболее опасным относятся адгезированные формы бактерий.

На стендовой установке с помощью биодатчиков в режиме реального времени регистрируются признаки активности биопленки на металлических поверхностях технологического оборудования.

К наиболее опасным видам коррозионного разрушения трубопроводов и оборудования относится коррозионное сульфидное растрескивание под напряжением, вызываемое наводороживанием стали и наличием напряжений в металле.

В испытательный контур стендовой установки могут быть включены секции для проведения иммерсионных испытаний материалов на сопротивление растрескиванию в сероводородной среде. Испытания проводятся с помощью образцов, находящихся в напряженно-деформированном состоянии по методу трехточечного изгиба.

Таким образом, коррозионная стендовая установка позволяет проводить комплексные исследования по коррозионной стойкости материалов в условиях, приближенных к реальным условиям эксплуатации оборудования топливно-энергетического комплекса.



## **О ПРОБЛЕМЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ**

*Д.Ф. Хусаинов, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа*

Обеспечение устойчивости трубопроводов на слабонесущих грунтах – одна из наиболее актуальных проблем трубопроводного транспорта во всем мире.

Особенно данная проблема актуальна для заболоченных регионов нашей страны. Основной проблемой при строительстве и эксплуатации трубопроводов в данных условиях является то, что помимо эквивалентного продольного усилия от воздействия температурного перепада и давления на трубопровод также действует выталкивающая сила воды (сила Архимеда), что существенно осложняет задачу обеспечения проектного положения сооружения.

Для того чтобы обеспечить устойчивость положения трубопровода в болотистой местности, необходимо предусматривать их балластировку. Существует две группы балластирующих устройств: 1) удерживающих за счет собственного веса; 2) удерживающих за счет несущей способности грунта[1].

Однако представленные балластирующие устройства имеют ряд недостатков [2].

Решением данной проблемы может быть комбинированное использование закрепляющих устройств первого и второго типов, а также объединение группы анкеров сеточной системой. Таким образом, устойчивость трубопровода будет обеспечиваться как за счет особенностей конструкции анкеров, так и за счет веса балластирующих устройств. В случае, если выдергивающие усилия на одном из анкеров превысят его несущую способность, сеточная система не допустит потери его устойчивости за счет несущей способности соседних анкеров, что, в свою очередь, обеспечит устойчивость всего сооружения в целом

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Дерпемян, Л.А., Богушевская, Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: «Горная книга», изд-во Московского гос. горного ун-та, 2010. 392 с.
2. Квятковский, А.О. Разработка технологии закрепления трубопроводов с применением инъекционных анкерных устройств: дис. канд. тех. наук / Квятковский Алексей Олегович. – Уфа, 2008 – 156 с.

## **АНАЛИЗ УВЛАЖНЕНИЯ ПЕСЧАНОГО ОСНОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА**

*Е.К. Чипизубова, ОмГТУ, г. Омск*

Обеспечение устойчивости вертикального стального резервуара (РВС) для хранения нефти и нефтепродуктов по грунту основания на весь период его эксплуатации остается одной из главных задач трубопроводного транспорта углеводородов. Нарушение технологии подготовки грунтового основания, как правило, приводит к неравномерным осадкам резервуара, и, как следствие, к

возникновению в конструкции РВС нерасчётных напряжений, превышающих допустимые значения. Ранее выполненными исследованиями был установлен характер влияния увлажнения песчаного грунта (ПГ) основания на его деформационные свойства, установлен диапазон значений влажности, для которого величина деформации ПГ максимальна [1]. Вместе с тем в современной технической и научной литературе отсутствует единый подход в описании процесса увлажнения грунта заданным количеством воды. Определяемый в соответствии с действующими нормативными документами коэффициент фильтрации не учитывает ограниченного количества воды, используемого для доведения грунта до оптимального значения влажности, при котором деформация грунта максимальна. Следствием этого является не только невозможность планирования сроков использования оборудования для уплотнения грунта основания и увеличение времени ожидания окончания процесса увлажнения, но и нерациональный расход воды на этапе подготовки грунта основания к уплотнению.

С целью определения необходимого количества воды базе студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» Омского государственного технического университета были выполнены лабораторные исследования.

В ходе подготовительного этапа исследований был установлено наименование грунта, используемого для проведения исследований, его насыпная плотность  $\rho$  и природная влажность  $w$ . Расчёт количества воды  $\Delta m_w$ , необходимого для увлажнения образца грунта массой  $m$  до требуемой влажности  $w_{mp}$  производится по формуле:

$$\Delta m_w = \frac{m \cdot (w_{mp} - w)}{1 + w} \quad (1)$$

В ходе основного этапа лабораторных исследований была исследована динамика увлажнения образцов ПГ. Для этого отобранный образец ПГ помещался в мерный цилиндр с рисками мм и заливался заданным количеством воды  $\Delta m_w$ , рассчитанным по формуле (1), исходя из необходимости достижения влажности образца ПГ  $w_{mp}=5\%$ . Процесс увлажнения фиксировался с помощью видеосъёмки. Аналогичные исследования были выполнены для влажности  $w_{mp}=10\%$ .

На заключительном этапе лабораторных исследований была выполнена математическая обработка полученных результатов. Регрессионный анализ, в основе которого лежит метод наименьших квадратов, позволил установить нелинейный характер зависимости, описывающей процесс увлажнения ПГ заданным количеством воды (см. рисунки 1 и 2).

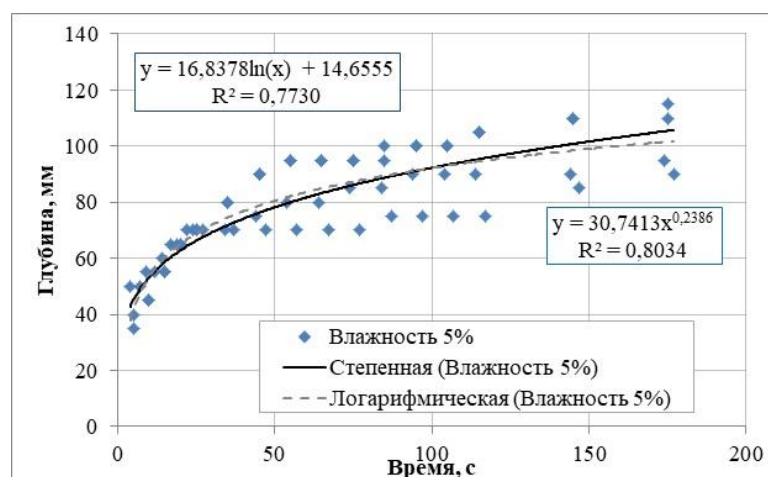


Рисунок 1 – Увлажнение образца песчаного грунта (расчётная влажность 5%)

В ходе лабораторных исследований было установлено, что на динамику увлажнения образца ПГ оказывает влияние количество воды.

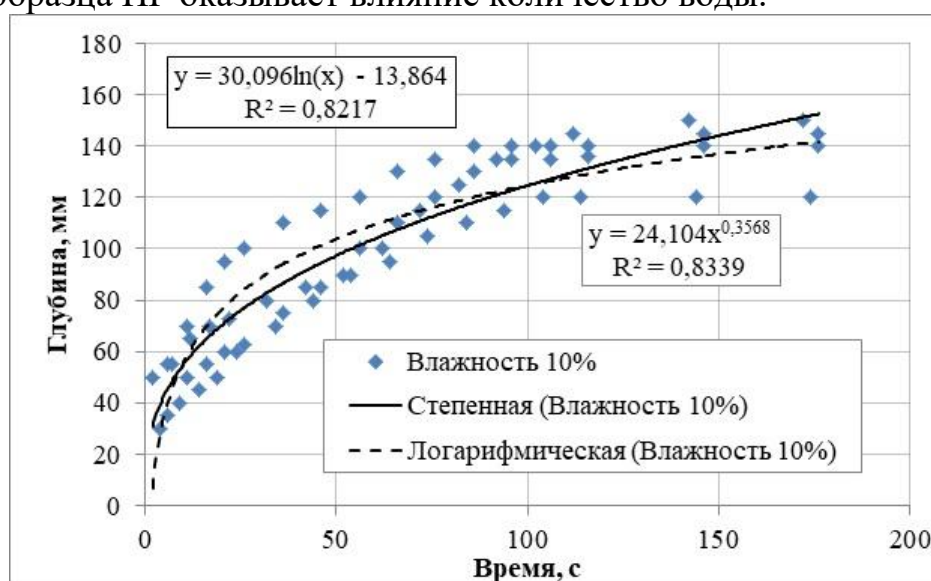


Рисунок 2 – Увлажнение образца песчаного грунта (расчётная влажность 10%)

Так, например, для расчётной влажности 5% граница увлажнения за 50 с достигла глубины порядка 80 мм, а за 150 с - порядка 100 мм. В то же время для расчётной влажности 10% граница увлажнения за 50 с достигла глубины порядка 100 мм, а за 150 с - порядка 140 мм.

Ожидается, что анализ динамики увлажнения позволит решить комплексную задачу обеспечения требуемых деформационных свойств грунтов оснований с современными требованиями рационального использования природных ресурсов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. A.V. Gruzin, V.V. Tokarev, V.V. Shalai, Yu.V. Logunova, The Artificial Additives Effect to Soil Deformation Characteristics of Oil and Oil Products Storage Tanks Foundation, Procedia Engineering, 113 (2015) 158-168.

## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УЧЕТА КОЛИЧЕСТВА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУЖКИ, ОБРАЗУЮЩЕЙСЯ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ВРЕЗКЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

*Н.М. Чуриков, T.D. Williamson Inc., г. Талса, Оклахома, Соединенные Штаты  
Америки, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа*

Во время операций по врезке под давлением в трубопровод образуется металлическая стружка, которая падает на дно трубопровода. Ее наличие является причиной множества проблем, таких как:

1. Плохое качество перекрытия трубопровода под давлением (утечки), что затрудняет или делает невозможным работы по подключению новых участков трубопровода или замене старых. Во время врезки образуется не только мелкая стружка, но и крупные отходы в виде конического обреза от направляющего сверла и двух полос от фрезы. Именно они и представляют основную проблему во время операции по перекрытию: застревая между стенкой трубопровода и уплотнительной манжетой, образуются утечки продукта.

2. Стружка в процессе эксплуатации трубопровода может быть отнесена потоком продукта в линейные краны, фильтры и т.д., что может нарушить их работу.

В связи с этим возникает необходимость сбора и удаления стружки из трубопровода. Для этих целей предлагается разработать и использовать магнитное устройство, которое можно закрепить на штоке перекрывающего устройства и/или машины для врезки. Разработана не имеющая аналогов методика, позволяющая оценивать, какое количество стружки от общего удалось собрать при помощи магнитного устройства.

Стружка получается в процессе резки трубопровода круговой фрезой и направляющим сверлом. Оставшийся участок вырезаемой трубы имеет вид лепестка с отверстием по центру и именуется «купон» (рис. 1). Для определения достоверности метода учета стружки проведена тестовая врезка на трубе 325х10 мм кольцевой фрезой 292,1х9,5мм и сверлом 34мм. Для того, чтобы определить количество металла, превращающегося в стружку и количество металла, образующего купон необходимо знать: внешний диаметр трубопровода  $R_{\text{внеш.}} = 325$  мм; внутренний диаметр трубопровода  $R_{\text{внутр.}} = 305$  мм; внешний диаметр фрезы  $r_{\text{внеш.}} = 292,1$  мм; внутренний диаметр фрезы  $r_{\text{внутр.}} = 273,1$  мм; диаметр направляющего сверла  $r_{\text{сверл.}} = 34$  мм/ Общий объем металла  $V_1$ , выверливаемого из трубы, будет равен объему фигуры, образованной пересечением трех цилиндров:

1. Цилиндр с диаметром = внешнему диаметру трубы  $R_{\text{внеш.}}$ .
2. Цилиндр с диаметром = внутреннему диаметру трубы  $R_{\text{внутр.}}$ .
3. Цилиндр с диаметром = внешнему диаметру фрезы  $r_{\text{внеш.}}$ .

Найдем  $V_1$ , используя метод вычисления объема тела по площади параллельных сечений. Рассечем искомую фигуру плоскостями, проходящими через ее центр и параллельной плоскости поперечного сечения трубы и через ее

центр и ось трубопровода. Таким образом, фигура делится на четыре симметричные части, равные по объему (рисунок 1). Рассмотрим площадь сечения фигуры этими плоскостями.



Рисунок 1 - Вид купона

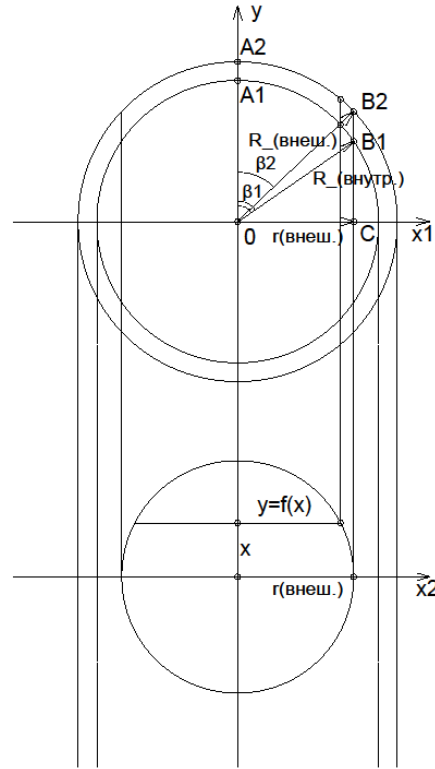


Рисунок 2 – Развертка фигуры  $S_{A_1A_2B_2B_1}$

Площадь фигуры  $S_{A_1A_2B_2B_1}$  можно найти, если из суммы площадей сектора  $OA_2B_2$  и треугольника  $OB_2C$  вычесть сумму площадей сектора  $OA_1B_1$  и треугольника  $OB_1C$  (рис. 2).

$$S_{A_1A_2B_2B_1} = \Delta OB_2C + \varphi OA_2B_2 - \Delta OB_1C - \varphi OA_1B_1$$

Угол  $\beta_1$  можно вычислить, зная  $R_{\text{внутр.}}$  и  $r_{\text{внеш.}}$ .

$$\sin \beta_1 = \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внутр.}}} \Rightarrow \beta_1 = \arcsin \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внутр.}}} = \arcsin \frac{146,05}{152,5} = 1,279 \text{ рад}$$

Аналогично для  $\beta_2$

$$\sin \beta_2 = \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внеш.}}} \Rightarrow \beta_2 = \arcsin \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внеш.}}} = \arcsin \frac{146,05}{162,5} = 1,117 \text{ рад}$$

Найдем площадь сектора  $\varphi OA_1B_1$

$$\begin{aligned} \varphi OA_1B_1 &= \frac{\beta_1}{2} * R_{\text{внутр.}}^2 = \frac{R_{\text{внутр.}}^2}{2} * \arcsin \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внутр.}}} = \frac{152,5^2}{2} * \arcsin \frac{146,05}{152,5} \\ &= 14871,41 \text{ мм}^2 \end{aligned}$$

Аналогично для  $\varphi OA_2B_2$

$$\sphericalangle OA_2B_2 = \frac{\beta_2}{2} * R_{\text{внеш.}}^2 = \frac{R_{\text{внеш.}}^2}{2} * \arcsin \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внеш.}}} = \frac{162,5^2}{2} * \arcsin \frac{146,05}{162,5} \\ = 14747,28 \text{ мм}^2$$

Найдем  $B_2C$

$$B_2C = \sqrt{R_{\text{внеш.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2} = \sqrt{162,5^2 - 146,05^2} = 71,24 \text{ мм}$$

Аналогично для  $B_1C$

$$B_1C = \sqrt{R_{\text{внутр.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2} = \sqrt{152,5^2 - 146,05^2} = 43,88 \text{ мм}$$

Найдем площадь треугольника  $\Delta OB_2C$

$$\Delta OB_2C = \frac{r_{\text{внеш.}}}{2} * \sqrt{R_{\text{внеш.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2} = \frac{146,05}{2} * \sqrt{162,5^2 - 146,05^2} = 5202,56 \text{ мм}^2$$

Аналогично для  $\Delta OB_1C$

$$\Delta OB_1C = \frac{r_{\text{внеш.}}}{2} * \sqrt{R_{\text{внутр.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2} = \frac{146,05}{2} * \sqrt{152,5^2 - 146,05^2} \\ = 3204,50 \text{ мм}^2$$

Таким образом, площадь фигуры  $S_{A_1A_2B_2B_1}$  можно найти по формуле

$$S_{A_1A_2B_2B_1} = \frac{r_{\text{внеш.}}}{2} \left( \sqrt{R_{\text{внеш.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2} - \sqrt{R_{\text{внутр.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2} \right) + \frac{R_{\text{внеш.}}^2}{2} * \arcsin \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внеш.}}} \\ - \frac{R_{\text{внутр.}}^2}{2} * \arcsin \frac{r_{\text{внеш.}}}{R_{\text{внутр.}}} \\ = 5202,56 + 14747,28 - 14871,41 - 3204,50 = 1873,93 \text{ мм}^2$$

Для того, чтобы найти площадь параллельного сечения, дадим ординате приращение  $x$ .

Тогда значению  $r_{\text{внеш.}}$  в формуле будет соответствовать некое значение  $y=f(x)$ , где  $x \in [0; r_{\text{внеш.}}]$

$$y = f(x) = \sqrt{r_{\text{внеш.}}^2 - x^2}$$

Очевидно, площадь любого параллельного сечения будет зависеть от  $y$ , а следовательно и от  $x$ .

$$S_n = S_{(y)} = S_{(f(x))}$$

Подставим  $y$  в формулу, вместо  $r_{\text{внеш.}}$

$$S_{(f(x))} = \frac{\sqrt{r_{\text{внеш.}}^2 - x^2}}{2} \left( \sqrt{R_{\text{внеш.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2 + x^2} - \sqrt{R_{\text{внутр.}}^2 - r_{\text{внеш.}}^2 + x^2} \right) + \frac{R_{\text{внеш.}}^2}{2} \\ * \arcsin \frac{\sqrt{r_{\text{внеш.}}^2 - x^2}}{R_{\text{внеш.}}} - \frac{R_{\text{внутр.}}^2}{2} * \arcsin \frac{\sqrt{r_{\text{внеш.}}^2 - x^2}}{R_{\text{внутр.}}}$$

Зная площадь любого параллельного сечения, можно вычислить объем фигуры  $V_1$

$$V_1 = \int_0^{r_{\text{внеш.}}} S_{(f(x))} dx$$

Для нахождения этой величины, прибегнем к вычислению интеграла в MS Excel методом трапеций.

Для этого разобьем нашу фигуру на 100 частей с шагом  $dx$ .

Возьмем  $dx = 0,01r_{\text{внеш.}}$ , что позволит получить результаты с погрешностью не более 0,05%, что вполне приемлемо в данных расчетах.

| i   | Rвнеш. | Rвнутр. | гвнешн. | xi       | Sивнеш. Треуг. | Sивнеш. Сек | Sивнутр. Треуг. | Sивнутр. Сек | Si        | Vi       |
|-----|--------|---------|---------|----------|----------------|-------------|-----------------|--------------|-----------|----------|
| 0   | 162,5  | 152,5   | 146,05  | 0        | 5202,562332    | 14747,285   | 3204,497674     | 14871,412    | 1873,937  | 0        |
| 1   | 162,5  | 152,5   | 146,05  | 1,4605   | 5203,395226    | 14745,932   | 3206,111694     | 14869,478    | 1873,738  | 2736,74  |
| 2   | 162,5  | 152,5   | 146,05  | 2,921    | 5205,891798    | 14741,873   | 3210,946758     | 14863,68     | 1873,139  | 2736,156 |
| 99  | 162,5  | 152,5   | 146,05  | 144,5895 | 1660,475528    | 1678,5023   | 1556,567304     | 1575,7888    | 206,6216  | 364,3469 |
| 100 | 162,5  | 152,5   | 146,05  | 146,05   | 0              | 0           | 0               | 0            | 0         | 150,8855 |
|     |        |         |         |          |                |             |                 |              |           |          |
|     |        |         |         |          |                |             |                 |              | Учетверти | 197814,7 |
|     |        |         |         |          |                |             |                 |              | Вобщая    | 791259   |

$$dx = x_i - x_{i-1}$$

$$S_i = S_{\text{ивнеш.треуг.}} + S_{\text{ивнеш.сек.}} - S_{\text{ивнутр.треуг.}} - S_{\text{ивнутр.сек.}}$$

$$V_i = \frac{(S_i + S_{i-1})}{2} * dx$$

$$V_{\text{четверти}} = \sum_{i=1}^{100} V_i = 197814,7 \text{ мм}^3$$

$$V_{\text{общая}} = V_1 = 4 * V_{\text{четверти}} = 4 * 197814,7 = 791259 \text{ мм}^3$$

Объем купона без отверстия от направляющего сверла  $V_2$ , будет равен объему фигуры, образованной пересечением трех цилиндров:

1. Цилиндр с диаметром = внешнему диаметру трубы  $R_{\text{внеш.}}$
2. Цилиндр с диаметром = внутреннему диаметру трубы  $R_{\text{внутр.}}$
3. Цилиндр с диаметром = внутреннему диаметру фрезы  $r_{\text{внутр.}}$

Объем стружки, образованной от направляющего сверла  $V_3$ , будет равен объему фигуры, образованной пересечением трех цилиндров:

1. Цилиндр с диаметром = внешнему диаметру трубы  $R_{\text{внеш.}}$
2. Цилиндр с диаметром = внутреннему диаметру трубы  $R_{\text{внутр.}}$
3. Цилиндр с диаметром = диаметру направляющего сверла  $r_{\text{сверл.}}$

Значения объемов  $V_2$  и  $V_3$  рассчитываются аналогично объему  $V_1$ , используя метод вычисления объема тела по площади параллельных сечений. Рассекается искомая фигура плоскостями, проходящими через ее центр и параллельной плоскости поперечного сечения трубы и через ее центр и ось трубопровода. Таким образом, фигура делится на четыре симметричные части, равные по объему.

Общий объем стружки равен  $V$ :

$$V = V_1 - V_2 + V_3 = 791259 - 668575,9 + 9089,1 = 131772,2 \text{ мм}^3 \\ = 131,77 \text{ см}^3$$

Тогда массу стружки  $m_{\text{стр}}$  можно будет вычислить по формуле:

$$m_{\text{стр}} = V * \rho_{\text{ст}} = 131,77 * 7,85 = 1034,41 \text{ г}$$

где  $\rho_{\text{ст}}$  – плотность материала трубы (для стали  $\rho_{\text{ст}} \approx 7850 \text{ кг/м}^3$ )

После сбора стружки магнитным прибором ее необходимо взвесить и сравнить с расчетным значением. По результатам тестовой врезки насыпная плотность стружки  $\rho_{\text{ст.нас.}}$  составила  $2087 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ , а фактическая масса стружки

$m_{\text{стр.факт.}} = 1046$  г. Таким образом, объем, занимаемый стружкой в полости трубопровода будет равен

$$V_{\text{стр}} = \frac{m_{\text{стр}}}{\rho_{\text{ст.нас.}}} = \frac{1034,41}{2,087} = 495,64 \text{ см}^3$$

Погрешность вычислений массы стружки составляет:

$$\delta = \frac{|m_{\text{стр}} - m_{\text{стр.факт.}}|}{m_{\text{стр.факт.}}} = \frac{|1034,41 - 1046|}{1046} = 0,01108 = 1,108\%$$

Данная погрешность обусловлена погрешностями измерения величин диаметров трубопровода, фрезы и сверла, а также плотности материала трубы. Тем не менее, она является вполне приемлемой для дальнейших расчетов.

УДК 622.692.4

## **НЕОБХОДИМОСТЬ УЧЕТА ЭФФЕКТА СТАРЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СТАЛИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА С ПОДЪЕМОМ ЕГО В ТРАНШЕЕ**

*Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа*

Как показывает статистика, несмотря на совершенствующиеся методы контроля и диагностики подземных трубопроводов, аварии на них происходят по различным причинам, одной из которых является коррозия.

Современные изоляционные покрытия заводского нанесения обеспечивают достаточно хорошую защиту, однако их доля в общей системе магистральных трубопроводов в настоящее время невелика – около 35 % от общей протяженности. Полимерные ленточные и мастичные защитные покрытия обладают сравнительно невысокой стоимостью, поэтому в свое время получили более широкое применение (около 30%). [0, 0]

К недостаткам данных видов покрытий относится их недостаточная долговечность. Как показывает опыт эксплуатации, их эффективный срок службы составляет 10–15 лет, что в 2–3 раза меньше нормативного срока амортизации трубопроводов.

Все эти данные указывают на то, что применение капитального ремонта с переизоляцией трубопровода будет актуально и в будущем. Капитальный ремонт подземных трубопроводов производится на основе требований документов РД 39-00147105-015-98, СТО Газпром 2-2.3-231-2008 и РД-23.040.01-КТН-222-10.

Степень снижения прочности труб в результате развития дефектов, износа и старения в значительной степени зависит от режима и срока эксплуатации нефтепроводов, от природно-климатических условий работы трубопровода, от вида и системы технического обслуживания и ремонта, а также от марки стали и технологии изготовления металла и труб.

Согласно работам Ямалеева К.М., многочисленными исследованиями показано, что хотя прочностные свойства металла со временем эксплуатации трубопроводов растут, сопротивляемость к хрупкому разрушению и коррозии уменьшается, т.е. ухудшается реальное физическое состояние металла труб.



В трубных сталях при эксплуатации МН протекают два процесса: накопление необратимых микропластических деформаций и деформационное старение. В результате протекания этих деформационных процессов происходят охрупчивание и упрочнение металла труб.

Согласно [0], формула расчетного сопротивления имеет вид

$$R'_2 = \frac{m\sigma_{тек}}{k_2 k_H} \cdot \frac{K_y}{C_d}, \quad (1)$$

где  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода;  
 $k_2$  - коэффициент надежности по материалу;  
 $k_H$  - коэффициент надежности по ответственности;  
 $K_y$  - коэффициент упрочнения.

Также рассмотрим расчет расчетного сопротивления стали участка нефтепровода, эксплуатируемого длительное время и имеющий дефекты по формуле, изложенной в РД 39-00147105-015-98:

$$R_2^c = \frac{R_2}{C_d \epsilon_1 \kappa_1 \kappa_\sigma}, \quad (2)$$

где  $C_d$  - коэффициент надежности по длительности эксплуатации;  
 $\epsilon_1$  - коэффициент в зависимости от характера коррозионного износа стенки трубы и распределения коррозионных язв и наличия на стенках труб царапин;  
 $\kappa_1$  - коэффициент в зависимости от овальности поперечного сечения трубы ремонтируемого участка нефтепровода;  
 $\kappa_\sigma$  - коэффициент в зависимости от наличия геометрических дефектов сварки.

При решении некоторых технологических вопросов как рациональная загрузка старых нефтепроводов, необходимо правильно выбрать виды и способы капитального ремонта, разработать критерии гидравлических испытаний длительно эксплуатируемых МН, отбраковать демонтированные трубы с учетом старения трубной стали.

Таким образом, при расчете НДС нефтепровода при капитальном ремонте необходимо учесть все факторы, включая эффект старения трубопроводной стали, которые могут понизить расчетное сопротивление, для обеспечения безопасности проведения ремонтных работ, включая подъем нефтепровода в траншею с переизоляцией без остановки перекачки.

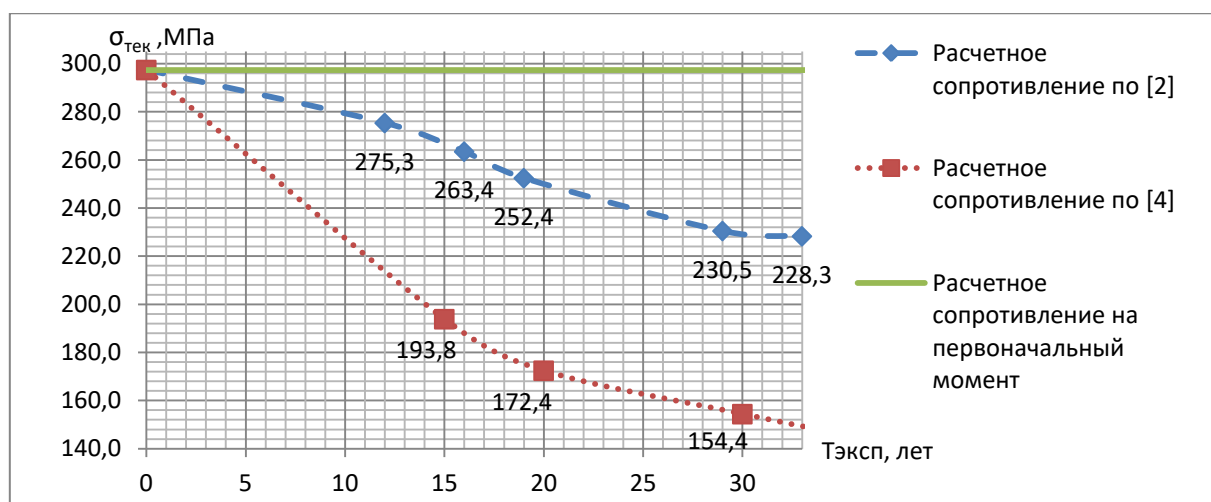


Рисунок 1 – Снижение расчетного сопротивления стали нефтепровода, эксплуатируемого длительное время  
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гумеров, А.Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов[Текст] / А. Г. Гумеров, А. Г. Зубаиров, М. Г. Векштейн, Р. С. Гумеров, Х. А.Азметов. – М.: Недра, 1999. – 525 с.
2. Гумеров, А.Г. Старение труб нефтепроводов/ А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнуллин, К.М. Ямалеев, А.В. Росляков. – М.: Недра, 1995. – 218 с.
3. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2003 .№1. URL: [http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin\\_3.pdf](http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf)

УДК 622.692

## РАСЧЕТ УДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

*Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа*

Проблема обеспечения надежности магистральных трубопроводов в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, которая занимает значительную часть территории России, является активно обсуждаемой и исследуемой. Как один из вариантов ее решения была разработана новая конструкция устройства для закрепления подземных участков магистрального трубопровода на проектном уровне в зонах островного распространения мерзлых грунтов, содержащая несущий элемент с тягами и хомутом, надеваемым на трубопровод. При этом в качестве несущего элемента используются буронабивные сваи, уходящие глубже ореола оттаивания и оснащенные термостабилизаторами [1].

В плане обеспечения безопасной эксплуатации описанного устройства одной из первоочередных является задача обеспечения необходимой несущей способности свайных опор конструкции.

В соответствии с нормативным документом [2], при проведении расчетов оснований для устройства свайных фундаментов необходимо учитывать все силовые факторы в сочетании с неблагоприятными условиями влияния внешней среды, включая изменение физико-механических свойств пород под их воздействием на весь период эксплуатации.

Расчеты проводились для наиболее неблагоприятного варианта, когда грунт основания вокруг свай начинает оттаивать, то есть для минимального коэффициента сцепления грунта (для мерзлых грунтов он гораздо выше).

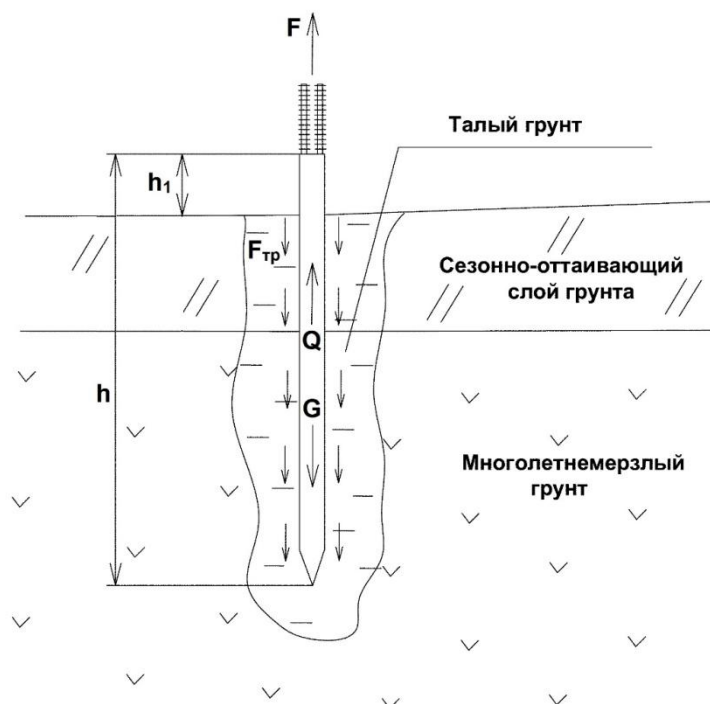


Рисунок 1 – Расчетная схема сваи устройства для обеспечения проектного положения трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

На рисунке 1 показана расчетная схема сваи устройства для обеспечения проектного положения в многолетнемерзлых грунтах, позволяющая увидеть основные воздействия, которые воспринимает на себя устройство, где  $G$  – собственный вес сваи;  $F_{тр}$  – сила трения сухого грунта о поверхность сваи;  $Q$  – подъемная (выталкивающая) сила грунтовых вод.

Предварительный расчет с усредненными исходными данными и рядом допущений показал, что значение силы трения составляет 99,4% от удерживающей способности сваи, вес устройства – 0,65%, а выталкивающая сила – 0,08%. Поэтому в дальнейших расчетах в качестве основного силового фактора рассматривалась сила трения наружной поверхности сваи о грунт.

В результате расчета были выявлены зависимости удерживающей способности сваи от ее диаметра и длины.

Зависимость удерживающей способности сваи от диаметра носит ожидаемый линейный характер – с увеличением диаметра сваи растет и ее удерживающая способность. Так, при увеличении диаметра свайной опоры в 11,8 раз, удерживающая способность увеличивается в 11,9 раз.

При увеличении длины свайной опоры ее удерживающая способность также растет, но она уже носит параболический характер и увеличение длины в 5 раз приводит к увеличению удерживающей способности в 18 раз.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Патент № 2643914 Российская Федерация, МПК F16L 1/06. Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетне-

мерзлых грунтов / Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, Р.Р. Хасанов, Т.С. Султанмагомедов, Д.А. Гулин. №2016147297; заявл. 01.12.2016; опубл. 06.02.2018. Бюл. № 4.  
2. СП 24.13330.2011. Свайные фундаменты. Актуализированная версия СНиП2.02.03-85. – М.: Минрегион России, 2011. – 10 с.

УДК 622.692

## **ЗАКРЕПЛЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОСТРОВНОЙ МЕРЗЛОТЫ**

*Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа*

Более 20% суши Земли и более 60% территории России занимают мерзлые грунты. Прокладка трубопровода в названных условиях сопряжена с рядом проблем, которые могут привести к потере их проектного положения с угрозой возникновения аварийной ситуации.

На сегодняшний день в мире уже накопился большой опыт прокладки линейных объектов в сложных инженерно-геологических условиях. Тем не менее, в условиях недостатка исходных данных, результатов инженерных изысканий и данных геомониторинга на стадии предпроектных работ (например, инвестиционный проект) вопросы технико-экономического обоснования метода прокладки для участков трассы в районах распространения островной (линзовой) мерзлоты не теряют своей актуальности. При реализации таких проектов возникает необходимость решить задачу минимизации затрат, состоящих из начальной (сметной) стоимости трубопровода и цены риска, являющейся экономическим эквивалентом надежности системы «трубопровод – основание» при надземной прокладке и «трубопровод - вмещающая среда» - при подземной.

Первый опыт строительства магистрального трубопровода в условиях многолетней мерзлоты и сейсмической активности относится к Трансаляскинскому нефтепроводу, в проектирование которого большой вклад внес русский инженер Е.П. Попов. Им впервые были разработаны революционные для того времени решения по обеспечению устойчивости магистрального трубопровода, принципы которых используются, в том числе и в современных российских проектах, таких как Ванкор-Пурпе (Роснефть) и Заполярье-Пурпе (Транснефть).

Основные требования по обеспечению устойчивости и эксплуатационной надежности трубопроводов внесены в нормативные документы по инженерным изысканиям и проектированию, но они не дают исчерпывающих ответов на все проблемные вопросы и требуют большого количества исходных данных, которые могут быть получены только путем длительного мониторинга или же по результатам анализа эксплуатации других подобных объектов в близких условиях. Так, например, при строительстве нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) для компенсации сейсмических нагрузок принята схема подземной прокладки трубопровода в более широкой траншее с пологими откосами и песочным заполнением, но не были учтены риски образования бугров пучения из-за ледяных линз в районах распространения островной мерзлоты, свойственной отдельным районам. В процессе эксплуатации ВСТО были выявлены многочисленные случаи оголения и просадки подземных участков трубо-

провода, требующие разработки надежных решений по закреплению и восстановлению проектного положения уже действующего нефтепровода. В связи с проектированием газопровода «Сила Сибири» в одном технологическом коридоре с ВСТО и интенсивным освоением Восточной Сибири России в целом, проблемы, связанные с обеспечением надежности закрепления подземных участков магистральных трубопроводов на сегодняшний день являются активно исследуемыми.

Несмотря на очевидные преимущества надземной прокладки трубопроводов в теплоизоляции на опорах и с термостабилизацией грунтов основания, его более высокая стоимость, опасность при эксплуатации и ограничения, связанные с особенностями зон ограниченного пользования (близость населенных пунктов, обрабатываемых земель или особо охраняемых природных территорий) требует поиска эффективных решений закрепления подземных трубопроводов. Если говорить о зонах распространения островной мерзлоты, то частичная надземная прокладка трубопровода либо экономически нецелесообразна, либо ограничена по вышеперечисленным причинам.

Для решения подобных задач предлагается новая конструкция подземной опоры, отличие которой от имеющихся аналогов заключается в том, что она позволяет предотвратить как проседание участка трубопровода в результате образования термокарста, так и всплытие трубопровода с положительной плавучестью при оттаивании сплошных ледяных линз большой протяженности и подтопления траншеи. Использование опоры позволит закрепить участки подземного трубопровода в зоне островной мерзлоты и обеспечить сохранение их проектного положения, что положительно скажется на надежности трубопровода.

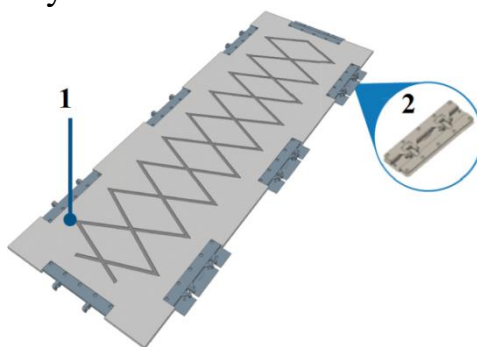
#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаррис, Н.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов / Н.А. Гаррис, Э.А. Закирова // Территория Нефтегаз, 2017. – № 5. – С. 70-78.
2. Johnson E. R. Permafrost-related performance of the Trans-Alaska oil pipeline // Proc., 9th Int. Conf. on Permafrost. Fairbanks, AK, USA. – 2008. – P. 857-864.
3. Васильчук Ю.К. Миграционные бугры пучения в южной части криолитозоны Средней Сибири / Ю.К. Васильчук, Н.А. Буданцева, А.К. Васильчук, Ю.Н. Чижова, Ю.В. Станиловская // Инженерная геология, 2014. – № 5. – С. 40–64.
4. Патент № 2643914 Российская Федерация, МПК F16L 1/06. Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетне-мерзлых грунтов / Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, Р.Р. Хасанов, Т.С. Султанмагомедов, Д.А. Гулин. №2016147297; заявл. 01.12.2016; опубл. 06.02.2018. Бюл. № 4.

## ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНОГО ДОРОЖНОГО ПОКРЫТИЯ МДП В ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ PIPE EXPRESS, АДАПТИРОВАННОЙ К УСЛОВИЯМ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ РОССИИ

*Г. С. Шарнина, И. А. Абкадыров, УГНТУ, г. Уфа*

При строительстве трубопроводов по технологии Pipe Express, адаптированной к российским условиям болотистой местности (болота I и II типов), предлагается использовать модульные дорожные покрытия МДП, изготовленные из полимерных композиционных материалов, представляющие собой плиты с установленными на них замковыми устройствами, которые позволяют быстро возвести временные дороги и строительные площадки на участках со сложными геологическими условиями.



1 – плита из полимерных композитных материалов; 2 – замковые устройства из стали 09Г2С  
Рисунок 1 – Модульное дорожное покрытие МДП

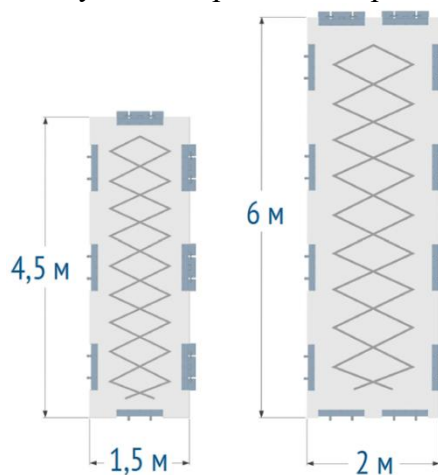


Рисунок 2 – Типоразмеры модульных дорожных покрытий МДП

Преимущества применения модульных дорожных покрытий МДП Р-ТЭК: простота и скорость монтажа; возможность применения в любых климатических районах, высокая огнеупорность и морозостойкость; обеспечение безопасного и быстрого доступа к объектам; возможность многократного использования; высокий экономический эффект при организации временных дорог и площадок; производство и эксплуатация, не наносящие вред окружающей среде; экологически безопасны, с возможностью вторичной переработки.

Опираясь на опыт успешного применения модульных дорожных покрытий МДП при сооружении трубопроводов в различных геологических условиях

на объектах систем трубопроводного транспорта нефти и газа компаний ПАО «Газпром», ПАО НК «Роснефть» и рекомендации завода-изготовителя, авторами данной работы предлагается использовать плиты МДП для сооружения трубопроводов на участках болот I и II типов технологией Pipe Express.

Для беспрепятственного прохождения болот I и II типов с помощью технологии Pipe Express предлагается выбрать колейную конфигурацию укладки плит МДП. Поскольку туннельно-бурильная и базовая эксплуатационная машины имеют пневмоколёсный ход движения, наиболее рациональным является применение колейной конфигурации расположения.

Размеры плит для нашей технологии выбираем стандартные 2000х6000 мм и толщиной 40 мм. Расстояние между плитами равно 1,0 м (рис.10), поскольку вертикальная конвейерная лента и металлическая стойка должны проходить беспрепятственно, не разрушая и не задевая плиты МДП.

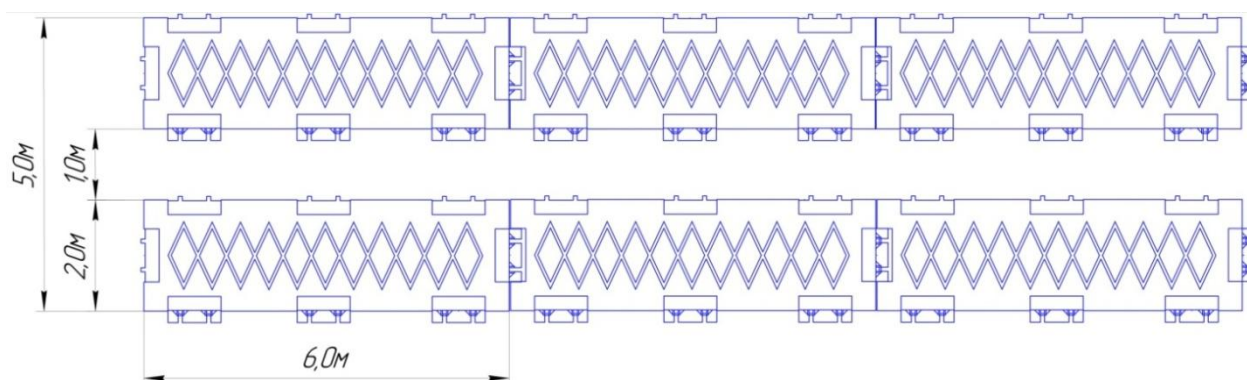
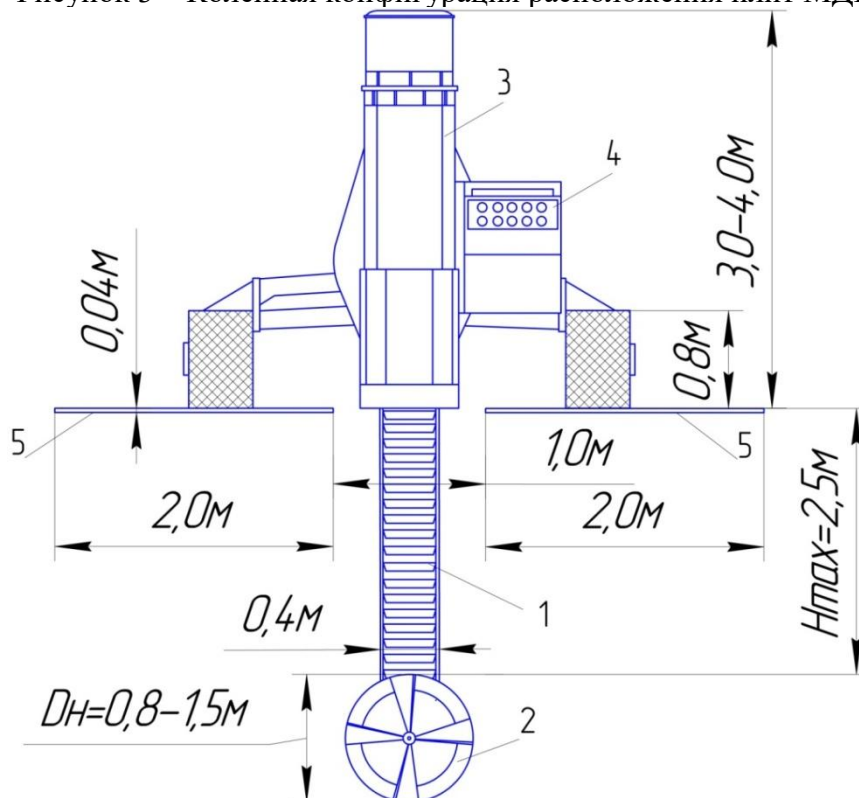


Рисунок 3 – Колейная конфигурация расположения плит МДП



1 – вертикальная скребковая конвейерная лента; 2 – буровая головка; 3 – туннельная буровая машина; 4 – разъем для питания; 5 – плиты МДП

Рисунок 4 – Конструкция расположения туннельно-бурильной машины на плитах МДП



## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА БАЛЛАСТИРОВКИ ГАЗОПРОВОДА В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЛОШНОГО ОБЕТОНИРОВАНИЯ.**

*Н.В. Шпунт, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

При сооружении и эксплуатации магистральных газопроводов (МГ), несмотря на накопленный опыт, возникают сложности в части прокладки МГ в обводнённых грунтах, а именно: необходимость балластировки газопровода.

Балластировка МГ осуществляется в целях обеспечения надежности эксплуатации газопровода путём удержания газопровода на проектных отметках, предотвращая его всплытие. Для этих целей наиболее широко используют железобетонные утяжелители различных конструкций: обхватывающего типа, опирающегося типа, кольцевые. Такие утяжелители обеспечивают балластировку газопровода, но при их использовании возникает проблема неравномерного распределения нагрузки на плетень трубопровода, что вызывает в местах закрепления статические нагрузки, а в следствии и усталостные напряжения, и из-за тепловых расширений трубы происходит истирание изоляции газопровода, что приводит к активной коррозии металла трубы.

Также для балластировки МГ применяется метод обетонирования участка газопровода, проходящего через обводнённый грунт. Данный метод позволяет: защитить трубу и антикоррозионное покрытие от механических воздействий на них в процессе транспортировки, укладки и эксплуатации; упростить процесс укладки, так как трубы доставляются уже обетонированы, следовательно, нет необходимости балластировать газопровод в сложных трассовых условиях; равномерно распределить нагрузку по всей длине участка газопровода, проходящего в обводнённых грунтах.

Таким образом, благодаря этому методу балластировки решается основная задача по удержанию МГ на проектных отметках, а также обеспечивается полная механическая защита, противокоррозионная защита, снижаются трудовые затраты за счёт сокращения цикла балластировки в трассовых условиях, достигается экономическая эффективность.

В работе представлен алгоритм решения оптимизационной задачи выбора метода балластировки магистрального газопровода при прохождении обводнённых грунтов сплошным обетонированием, включающего расчет нагрузки на газопровод при использовании железобетонных утяжелителей и сплошного обетонирования.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Маянц Ю.А., Ушаков А.В., Морин И.Ю., Арабей А.Б. Обоснование технических требований к параметрам обетонированных труб // Газовая промышленность. 2015. № S2 (724). С. 40-43.
2. Маянц Ю.А., Ширяпов Д.И., Алихашкин А.С. Разработка стенда для испытания обетонированных труб // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Т. 8. № 4. С. 368-376.



3. Муромцева Ю., Козловский П. Балластировка и обетонирование магистрального трубопровода // Практико-ориентированные молодежные исследования проблем региона. 2014. С. 30-33

УДК 622.692.4

## **АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина, А.И. Валимухаметова, УГНТУ, г. Уфа*

Трубопроводный транспорт России, имеющий почти 100-летнюю историю, является крупнейшим в мире, но морские трубопроводы используются сравнительно недавно. В нашей стране реализованы крупные проекты сооружения морских газопроводов «Голубой поток», «Северный поток», «Джубга - Лазаревское - Сочи», переход через Байдарацкую губу «Бованенково - Ухта», газопровод «Сахалин - Хабаровск - Владивосток» на шельфе Сахалина через пролив Невельского, обустройство Киринского газоконденсатного месторождения.

Морские нефтепроводы относительно небольшой протяженности имеются в Печорском море (отгрузочный трубопровод Варандейского нефтяного терминала). В перспективе расширение газопровода «Северный поток», строительство трубопровода для подачи газа в Турцию «Турецкий поток», освоение месторождений Арктики и Сахалина [1].

Своевременное внедрение новых технологий будет оказывать существенное влияние на стабильность работы трубопровода, его структурную целостность, а также такие важные вопросы, как сроки осуществления проектов, сокращение убытков, безопасность окружающей среды. Для достижения требуемых параметров эксплуатации морских трубопроводов, обеспечения надежности и безопасности, предотвращения аварий и инцидентов важно осуществлять постоянное и качественное диагностирование технического состояния.

В нормативно технической базе, регулирующей диагностирование технического состояния морских трубопроводов, рассматриваются следующие методы:

1) внутритрубное диагностирование;

2) внешнее диагностирование, определяющие параметры технического состояния морского трубопровода из внешней среды:

- инженерно-гидрографические работы, выполняются судовыми или приборными комплексами на буксируемом подводном аппарате, эхолотами с применением подводного телеуправляемого аппарата и водолазами;

- инженерные изыскания на береговом участке;

- диагностирование берегового участка трубопровода, который производят с применением приборов неразрушающего контроля.

Диагностирование осуществляется при помощи, следующих технических средств [3]:

- внутритрубный инспекционный прибор;

- специализированное судно;

- подводный аппарат (телеуправляемый аппарат, буксируемый аппарат, автономный необитаемый и обитаемый аппарат);
- комплекс спутниковой навигации;
- гидроакустический прибор и навигационная система.

Современные требования к транспортировке определяют применение интеллектуальных систем управления, что в том числе позволяет реализовывать достигнутый уровень развития волоконно-оптических технологий.

В основе системы волоконно-оптического мониторинга, разработанного компанией Omnisens, лежит принцип измерения посредством оптического взаимодействия - вынужденное рассеяние Мандельштама-Бриллюэна. Данная система включает в себя анализатор и стандартные одномодовые волоконно-оптические сенсоры, которые обладают уникальной компактностью, высокой чувствительностью, не подвержены электромагнитному воздействию и имеют надежную защищенную от повреждений конструкцию [2].

Волоконно-оптический мониторинг, позволяет проводить внутритрубную диагностику исключительно в зонах зарождения и развития дефектов, обнаруживать и определять месторасположения секций труб без поддержки грунта, вызванных эрозией или подвижками грунта. Такие системы уже нашли практическое применение в проектах мониторинга морского трубопровода нефтяной компании Statoil в Норвегии, компании Total E&P в Англии, а также проект Оогурук на Аляске для Pioneer Natural Resources Alaska [2].

Диагностированию морских трубопроводов в последнее время стало уделяться значительное внимание. Проведение внутритрубного диагностирования является дорогостоящей и трудоемкой задачей. Поэтому создание современных дистанционных технологии диагностирования позволяет сократить затраты на внутритрубное диагностирование.

На сегодняшний день проблема обеспечить надежность и безопасность эксплуатации, предотвратить аварий и инциденты морских трубопроводов является актуальной. Диагностирование, осуществляет прогнозирование безопасной работы, выявление дефектов влияющие на остаточный ресурс безопасной работы трубопровода.

Эксплуатация морского трубопровода имеет определенную специфику, которая недостаточно отражена в нормативной документации. Вопросы обеспечения безопасной эксплуатации этих трубопроводов в настоящее время решаются, преимущественно на внутритрубном диагностировании. Такой принцип не соответствует современным требованиям надежности и безопасности трубопроводов. Полномасштабное выполнение задач контроля морского трубопровода в реальном времени, а также своевременное и качественное выполнение обследования технического обслуживания могут быть гарантией безопасной эксплуатации.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина. Анализ методов диагностирования морских трубопроводов-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. 301-192.

2. Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина. Современные методы диагностирования морских трубопроводов – Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы VII Международной научной конференции / редакол: К.Ш. Ямалетдинова. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2018. – С.351-356.
3. Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина. Анализ средств технического диагностирования морских трубопроводов - 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. 299-301

УДК 622.692.23:004

## **ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА STARCCM+ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

*А.Н. Якишибаев, И.Э. Лукьянова, И.Н. Якишибаев, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время в связи с высокой скоростью развития информационно-коммуникационных технологий актуальна задача цифровизации различных производственных процессов. Широко применяются прикладные программные продукты в проектировании объектов систем транспорта и хранения углеводородов. Для решения возникающих задач в УГНТУ часто используется программный продукт FLOWVISION [1-4]. Одним из современных программных продуктов, применяемых в данной отрасли, является STAR-CCM+ , который служит для решения задач гидрогазодинамики, расчета реагирующих потоков, теплопереноса, расчета механической нагрузки. Данный комплекс предусматривает проведение исследования в единой интегрированной программной среде [5], и автоматизацию подготовки CAD (Computer Aided Design) и CFD (Computational Fluid Dynamics) – моделей. Благодаря указанному подходу у проектировщиков и исследователей появляется возможность добиваться более высокого качества проектов и решений с лучшей скоростью. В последней версии STAR-CCM+ реализованы следующие возможности: новые мощные средства построения сеток; большой набор физических моделей; использование произвольных многогранных ячеек; мощные средства визуализации; надежные результаты; совместимость моделей с существующими программными продуктами: STAR-CD, ICEM, GridGen, Gambit.

По сравнению с FLOWVISION программный комплекс STAR-CCM+ имеет более совершенную визуализацию, более высокий диапазон решаемых задач и устойчивость их решения, и, как следствие, является более универсальным программным продуктом. К недостаткам можно отнести относительно высокую стоимость программного комплекса, высокие системные требования.

Решение сложных промышленных задач в проектировании объектов транспорта и хранения углеводородов требует наличия инструмента вычислительного моделирования, охватывающего множество физических явлений и целый ряд инженерных дисциплин. Учесть влияние различных физических процессов на функционирование изделия в реальном мире и в автоматическом режиме провести будущий продукт через весь спектр конструкторских реше-

ний и сценариев работы можно при помощи мультидисциплинарного анализа, выполнение которого производится в процессе работы программного комплекса STAR-CCM+ [6].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Проблемы повышения эксплуатационной надежности стальных вертикальных резервуаров с понтонами // В сборнике: Трубопроводный транспорт-2010. Материалы VI международной учебно-научно-практической конференции. Уфа, 2010. - С. 177-178.
2. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Проблемы эксплуатации РВСП с нефтепродуктами // В сборнике: 59-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: 2008. - С. 59.
3. 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. ст. Уфа, 2005. - №18. – С. 25-37.
4. Лукьянова И.Э., Михайлова В.А. Модель РВС-50000 в программном пакете FLOWVISION для исследования работоспособности резервуара // В сборнике: 60-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. Уфа: 2009. С. 44.
5. <http://www.techgidravlika.ru> дата обращения 17.04.2019.
6. <https://ideal-plm.ru/uPage/STAR-CCM> дата обращения 17.04.2019.

УДК 66.094.29:621.643.053(476)

#### **СПОСОБ РЕМОНТА КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ПУТЕМ СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ**

*А.Н. Янушонок, УО «ПГУ», г. Новополоцк Беларусь*

*А.С. Снарский, БНТУ, г. Минск, Беларусь*

Значительная часть магистральных нефтегазопроводов Беларуси введена в эксплуатацию в 60-е годы и эксплуатируется за пределами нормативного срока службы. Завершающему участку эксплуатации объектов магистральных нефтегазопроводов соответствует стадия старения, которой свойственно ухудшение надежности объекта, поскольку с увеличением продолжительности эксплуатации с некоторого момента частота отказов начинает возрастать из-за ухудшения физико-химических, механических свойств и структуры материалов объекта [1 с.118]. Процессы старения и деградации материала, проявляются, в первую очередь, в снижении сопротивляемости хрупкому разрушению, что ведет к росту вероятности аварийного разрушения. Наиболее заметно данный эффект проявляется в локальных, структурно-неоднородных областях, которыми и являются сварные соединения. Снижение значений ударной вязкости за 30 лет эксплуатации достигает 3-5 раз [2] и на отдельных участках может оказаться ниже требуемых техническими нормативными правовыми актами. Таким образом, встает задача выявления таких участков магистральных нефтегазопроводов и дальнейшего их ремонта. В связи с тем, что наиболее подвержены процессам старения сварные соединения, а качество выполнения монтажных кольцевых стыков в полевых условиях изначально хуже тех, которые были выполнены в заводских условиях, то их диагностирование и ремонт следует проводить в первую очередь. Выявление данных участков и проведение ремонтных

работ по повышению уровня ударной вязкости может осуществляться во время капитального ремонта с заменой изоляции труб.

Определение значений ударной вязкости может производиться расчетным методом, по результатам измерения геометрических размеров отпечатков, полученных при определении твердости по Виккерсу переносными твердомерами непосредственно в полевых условиях [3].

Проведение ремонтных работ по повышению ударной вязкости кольцевых сварных соединений возможно за счет проведения специальной термической обработки [4]. В связи с этим на образцах, вырезанных из длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов, проведены экспериментальные исследования с целью определения условий повышения ударной вязкости их кольцевых сварных соединений.

Математическая обработка результатов проводилась в соответствии с рекомендациями [5]. Для построения математической модели была использована система статистической обработки результатов «STATISTICA». По результатам регрессионного анализа с использованием метода наименьших квадратов получена полиномиальная экспериментально-статистическая модель прироста ударной вязкости  $\Delta KCU$  в зависимости от температуры и времени выдержки образцов сварных соединений, которая описывается уравнением 1 и визуально представлена в виде трехмерной поверхности на рисунке 1.

$$\Delta KCU = -898,682 + 261,227 \cdot \frac{T}{100} - 18,267 \cdot \left(\frac{T}{100}\right)^2 + 0,734 \cdot t - 0,008t^2 \quad (1)$$

где –  $T$  – температура термообработки, °С;  
 $t$  – время обработки, мин.

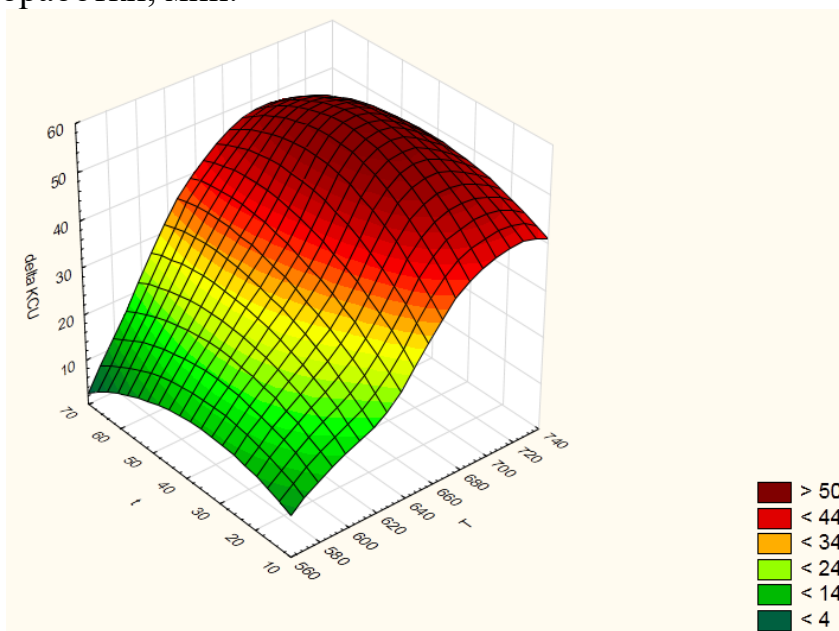


Рисунок 1 – трехмерная поверхность зависимости прироста ударной вязкости от температуры и времени выдержки

Как видно из рисунка 1 в результате проведения ремонтных работ методом термической обработки возможно повышение значений ударной вязкости до 50%. Таким образом, предложенный способ показывает свою потенциальную эффективность.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технологическая надежность магистральных газонефтепроводов: учеб. пособие / Д.Г. Репин, В.Г. Рыбак. – Ростов н/д: Феникс, 2019 – 476 с.
2. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.] – М.: Недра, 1995. – 218 с.
3. Заявка на патент РБ № а20050386 (2005.04.14). Способ определения ударной вязкости стальных изделий Пантелеенко Ф.И., Снарский А.С., Крыленко А.В.
4. Пат. С1 ВУ, МПК С21D 9/50, С21D 9/08, С21D 9/14, В23Р 6/00. Способ восстановления ударной вязкости кольцевого сварного соединения магистрального трубопровода / Снарский А.С., Янушонок А.Н. — № 18468; Заявл. 13.02.2012; Оpubл. 30.08.2014 // Афіційны бюл. / Нац. Центр інтэлектуал. уласнасці.— 2014.— № 4.— С. 119.
5. Никитин В.И. Моделирование и вычислительный эксперимент в строительно-технологических задачах: учеб. пособие. – Брест: БГТУ, 2001. – 167 с

УДК 652.12

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ СТАРЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

*Р.Р. Яушев, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа*

Сегодня в компании ОАО АК "Транснефть" эксплуатируется почти 73 млн. метров трубопроводов и 1827 резервуаров, общим объемом 23 866 тыс. кубических метров. Это 73 млн. метров продольных стыков и около 7 млн. кольцевых сварочных швов. При этом компания обеспечивает самый высокий в мире уровень безопасности трубопроводных систем при безусловном исполнении планов поставок нефти и нефтепродуктов потребителям внутри страны и на экспорт. Это достигается во многом благодаря эффективному применению результатов научных исследований и методологии расчетов прочности, долговечности и сроков службы объектов магистрального трубопроводного транспорта. В 1988 году были разработаны "Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов", в соответствии с которыми рабочее давление должно снижаться по сравнению с проектным по мере старения объектов трубопроводного транспорта. При среднем возрасте трубопроводов, превышающем 30 лет, пропускная способность была фактически снижена на 29 %. Использовалась теория, согласно которой в процессе старения трубопроводов они уже не держат прежнее давление, для обеспечения безаварийной работы появляется необходимость его снижать. Однако дальнейшее применение данных рекомендаций стало невозможным. С 2000 года ОАО АК "Транснефть" выполняет научно-исследовательскую и экспериментальную работу по исследованию старения сталей длительно эксплуатируемых труб и резервуаров. Работа проводится совместно с Институтом металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН, Институтом машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, Центральным научно-исследовательским институтом черной металлургии им. И.П. Бардина. Исследования продолжаются и в настоящее время.

Для определения фактических свойств металла труб, резервуаров и сварных соединений компанией проведены стендовые испытания более 760 натурных образцов, а также более 18 тыс. лабораторных испытаний образцов металла. В настоящее время при расчетах на прочность и долговечность исполь-

зуются фактические механические характеристики 36 марок сталей, изготовленных 15 заводами-изготовителями в период с 1946 по 2015 год, по 52 ГОСТ и ТУ.

Полученные данные, по параметрам, характеризующие прочность, пластичность и в особенности трещиностойкость, не совпали с данными в сертификатах и технических условиях, представленных заводами-изготовителями. Отличия были как в худшую, так и в лучшую сторону. Данные по сертификатам, которые имелись в исполнительной документации, и механические и химические свойства, полученные по результатам лабораторных испытаний, могли иметь отличие по некоторым позициям на 35 %. Полученные разбросы позволяют рассчитать граничные условия, в пределах которых следует работать.

Для исследования старения сталей объектов трубопроводного транспорта были проведены испытания находящихся в эксплуатации труб и резервуаров, изготовленных 30 и более лет назад, а также труб и резервуаров, которые были изготовлены в то же время, но по различным причинам не эксплуатировались. Проведено сравнение их характеристик. Время изготовления и технические условия изготовления были примерно одинаковыми. Установлено, что изменение характеристик стали труб и резервуаров, по сравнению с сертификатами, техническими условиями, происходит не в процессе эксплуатации. Иными словами, влияние малоцикловых нагрузок при эксплуатации трубопроводов отмечается как незначительное. Значительная деградация свойств происходит в процессе изготовления труб и материалов для строительства резервуаров, а также в зонах дефектов, образующихся при строительстве и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта.

Сегодня все стендовые испытания по системе "Транснефти" проводятся в АО "Транснефть-Диаскан" на уникальном полигоне, не имеющем аналогов в стране. Он может совмещать нагрузки внешнего воздействия и циклические нагрузки внутренним давлением, равные или превышающие те, которые испытывает трубопровод и резервуар в процессе эксплуатации. Стендовые испытания позволяют рассчитать, при каком давлении, при каком цикле произойдет порыв, а также срок службы объектов трубопроводного транспорта из определенных марок сталей.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Щелконогов Е.М. // Журнал "Трубопроводный транспорт нефти" № 8 июнь 2018, с. 30-35.
2. Лисин Ю.А. // Журнал "Трубопроводный транспорт нефти" № 8 август 2018, с. 4-14.

УДК 643

### **АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН АВАРИЙ НА ГАЗОПРОВОДАХ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ**

*В.В. Понкратова, М.Н. Назарова, Санкт-Петербургский горный университет,  
г. Санкт-Петербург*

Протяженность распределительных газопроводов на конец 2017 г. составляет 773,4 тыс. км [1]. За последние 4 года (с 2014 по 2017 г.) на них произошло 82 аварии, что составляет 29% из числа всех аварий на объектах нефтегазового комплекса. Данные аварии привели к разрушению зданий и сооруже-

ний, в том числе и трубопроводов, летальному исходу, а региональные организации понесли значительный экономический ущерб. В последние годы количество аварий на газопроводах сетей газораспределения только увеличивается. Для предотвращения аварийных ситуаций в будущем необходимо выявить причины их возникновения и разработать меры по устранению выявленных нарушений.

При анализе статистики данных по авариям [2] были выделены основные причины их появления, представленные на диаграмме (рисунок 1).

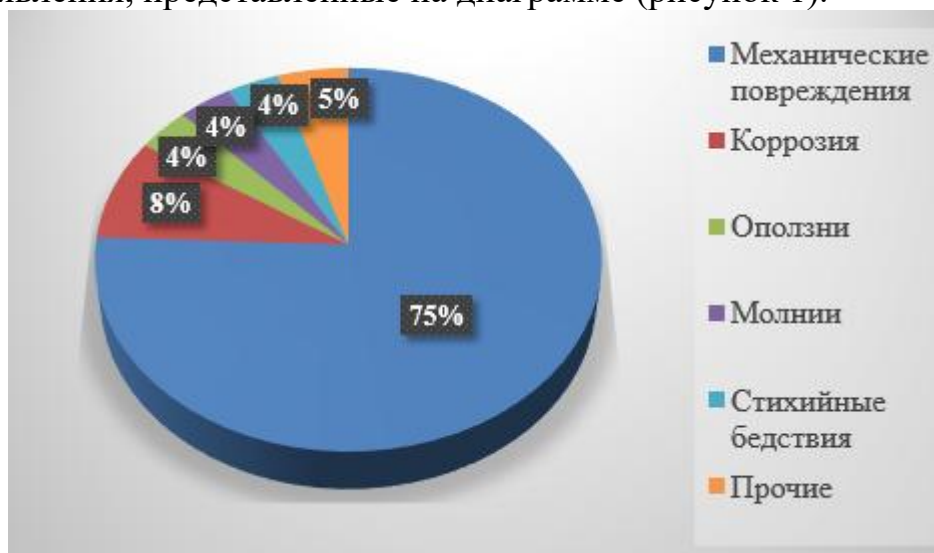


Рисунок 1 – Причины аварий на газопроводах сетей газораспределения

75% всех случаев произошли вследствие механического повреждения, причинами которого являлись: ошибки при проведении ремонтных работ и других вспомогательных работ по техническому обслуживанию в охранной зоне газопроводов.

8% аварий связаны со своевременно не выявленными коррозионными повреждениями.

В равных долях (4%) причинами являются оползни, удары молний и стихийные бедствия, такие как пожары в охранной зоне газопроводов и наводнения.

5% в распределении причин аварий занимают прочие причины, например, человеческий фактор при проведении сварочно-монтажных и ремонтных работ, нарушения режима эксплуатации газопровода и др.

Статистика показывает, что наиболее вероятны механические повреждения при нарушении требований ФНП № 542 «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» и Постановления № 870 "Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления" и нарушения порядка производства земляных работ. Такие работы часто проводят в отсутствие у строительных организаций данных о местоположении подземных коммуникаций или без присутствия представителей эксплуатирующих организаций на месте производства работ.

Деятельность эксплуатирующих организаций должна быть направлена на обеспечение безопасной эксплуатации объектов транспорта газа, в связи с чем необходимо выполнение следующих требований:



- усиление контроля за соблюдением охранных зон газораспределительных сетей;
- проверка и при необходимости обновление опознавательных знаков газопроводов;
- контроль газораспределительных организаций (ГРО) за соблюдением вышеупомянутых ФНП № 542 и Постановления № 870.

Вывод: механическое повреждение трубопроводов является основной причиной большинства аварий на распределительных газопроводах. Для снижения рисков возникновения их в будущем были предложены следующие меры: разработка планов безопасного проведения работ в охранной зоне газопровода, восстановление или замена не соответствующих требованиям опознавательных знаков на трассе газопроводов, тщательный контроль работы ГРО.

Для снижения частоты возникновения коррозионных повреждений необходима проверка работы электрохимической защиты.

Предотвратить оползни возможно при укреплении грунта в особо опасных зонах, выявленных при инженерных изысканиях.

Вышеупомянутые действия позволяют снизить риск возникновения аварий на газораспределительных трубопроводах.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] // URL: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/russia/> (дата обращения: 15.10.2018).
2. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2014 - 2017 годах [Электронный ресурс] // URL: <http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/> (дата обращения 21.09.2018).

УДК 622.692.4

### **ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАТОВ НАПРЯЖЕНИЙ НА РАЗРУШЕНИЕ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

*М.Н. Назарова, А.Н. Ценев, В.В. Носов, Санкт-Петербургский горный  
университет, г. Санкт-Петербург*

Как показывает практика, несмотря на применение современных технических средств неразрушающего контроля, полностью предотвратить аварии на длительно эксплуатируемых магистральных газопроводах невозможно. Необходимо учитывать, что на развитие процессов разрушения трубопровода оказывает влияние множество факторов, таких как, структура материала (фазовый состав, количество дислокаций, размер зерна), величина нагрузки, наличие концентраторов напряжений, температура, среда и др.

Согласно проведенным исследованиям в месте разрушения длительно эксплуатируемого магистрального газопровода представленного на рис.1 (материал стали 17ГС, диаметр трубы – 720 мм; толщина стенки – 8,7 мм; давление в момент аварии – 2,68 МПа, срок эксплуатации – 36 лет) было выявлено наличие концентратора напряжений в зоне раскрытия сквозной трещины.

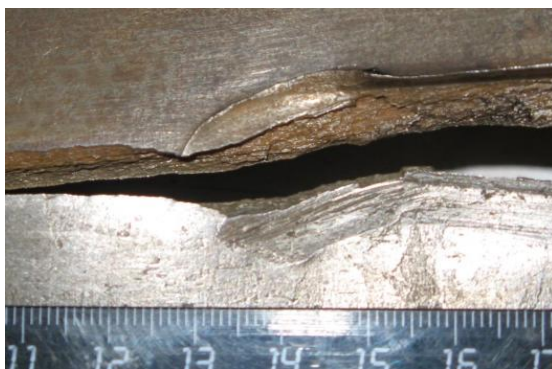


Рис.1 – Раскрытие трещины магистрального газопровода

Как показывают расчеты распределения уровня напряжений, указанные следы пластической деформации являются концентраторами растягивающих напряжений, достигающих уровня предела текучести данной стали 350 МПа. Фактически, уже на стадии строительства этого участка трубопровода был заложен потенциально опасный концентратор напряжений, который не был обнаружен методами внутритрубной диагностики и не отражён в документации. Можно предположить, что в результате переменных упругих деформаций в процессе длительной эксплуатации именно в таких участках газопровода с повышенным уровнем напряжений в металле накапливаются и образуются микротрещины, последующий рост которых приводит к разрушению материала газопровода.

УДК 621.643

### **ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ ЧЕРЕЗ ВРЕМЕННЫЕ УЗЛЫ ЗАПАСОВКИ И ПРИЕМА, ПОДКЛЮЧАЕМЫЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ БЕЗ ОСТАНОВКИ ТРАНСПОРТА ГАЗА**

*Р.Н. Кунафин, ЦСТС УГНТУ, г. Уфа*

На большинстве газопроводов – отводов (ГО) к потребителям от магистральных газопроводов из-за отсутствия проектных камер пуска и приёма очистных устройств (КППОУ) очистка внутренней полости (и тем более - обследование внутритручными средствами) не выполнялась со времени строительства. При этом, на многих таких участках из-за необходимости бесперебойного снабжения потребителей остановка транспорта газа для обустройства стационарных КППОУ невозможна.

Существующие технологии выполнения монтажных работ под давлением, без остановки перекачки (например, по технологии фирмы «T.D.Williamson») экономически нецелесообразны из-за своей стоимости. Кроме того, само по себе обустройство газопроводов стационарными КППОУ связано с большими материальными и временными затратами на проектирование, приобретение КППОУ, строительные-монтажные работы, строительство площадок, дорог и пр.

Необходима разработка технических решений для устранения данной проблемы без производства капитальных затрат.

Предлагаемая технология заключается в пропуске ОУ по ГО в потоке газа с использованием временно монтируемых узлов ввода и извлечения ОУ в начале и конце участка, соответственно.

Предлагаемый комплекс оборудования, кроме указанных узлов, включает также устройство врезки отводов и универсальный привод устройств ввода и извлечения ОУ.

В свою очередь узел ввода ОУ состоит из следующих элементов и систем:

- патрубка или фитинга, привариваемого к газопроводу;
- запорной арматуры;
- камеры ввода;
- устройства ввода (инжектора).

Узел извлечения ОУ состоит из следующих элементов и систем:

- патрубка или фитинга, привариваемого к газопроводу;
- запорной арматуры;
- камеры извлечения;
- устройства извлечения (экстрактора).

Технология состоит из следующих этапов.

1. В начале участка ГО под углом в  $35...45^\circ$  к оси трубопровода приваривается патрубок или фитинг с запорной арматурой (ЗА) диаметром, соответствующим диаметру ГО. Возможен монтаж патрубка соосно с ГО - если в начале участка ГО есть отвод.

2. К фланцу ЗА монтируется устройство для врезки отводов и производится вырезка в трубопроводе отверстия максимального диаметра. По завершении вырезки ЗА закрывается и устройство врезки вместе с вырезанным из трубопровода темплетом демонтируется.

3. К фланцу ЗА монтируется камера ввода с собранными в ней инжектором и ОУ, например, типа «Пуля». Выступающая за пределы камеры ввода часть штока инжектора герметизируется сальниковым уплотнением.

4. После полного открытия ЗА под воздействием на шток универсального привода ОУ проталкивается из камеры ввода через ЗА в вырезанное в трубопроводе отверстие и увлекается потоком газа.

5. После ухода ОУ (начала движения по ГО) инжектор выводится за ЗА в камеру ввода. После закрытия ЗА и стравливания остаточного давления камера ввода с инжектором и универсальным приводом демонтируется.

6. В конце участка ГО под углом в  $135...145^\circ$  к оси трубопровода также приваривается патрубок или фитинг с ЗА. Также возможен монтаж патрубка соосно с ГО - если в конце участка ГО есть отвод.

7. Через ЗА производится вырезка отверстия в трубопроводе. По завершении работ устройство врезки вместе с вырезанным темплетом демонтируется.

8. К фланцу ЗА монтируется камера извлечения с собранным в ней экстрактором. Выступающая за пределы камеры часть штока экстрактора герметизируется сальниковым уплотнением.

9. После полного открытия ЗА под воздействием на шток универсального привода экстрактор через ЗА вводится в полость ГО. Выступающая в трубопровод часть экстрактора выполнена решетчатой и не препятствует транспорту газа. При этом, этапы 6-9 выполняются до запуска ОУ в ГО.

10. При подходе к узлу извлечения ОУ экстрактором направляется в приваренный отвод и через ЗА выводится в камеру извлечения.

11. После закрытия ЗА камера извлечения демонтируется вместе с ОУ и крупными посторонними предметами, извлечёнными из ГО.

По завершении работ на ГО на узлах ввода и извлечения остаются приваренные к трубопроводу патрубки с ЗА, которые могут использоваться в дальнейшем для периодического повторения процедуры очистки.

Таким образом, с применением предлагаемой технологии решается научно-техническая проблема очистки газопроводов, не оборудованных КППОУ.

Преимущества технологии:

- очистка газопровода производится без остановки транспорта и, соответственно, без прекращения снабжения газом потребителей;
- при очистке не требуется изменение технологических режимов газопровода-отвода и магистрального газопровода;
- не требуется капитальных затрат по строительству КППОУ;
- не требуется применение дорогостоящих технологий и оборудования, аналогичных технологиям и оборудованию «T.D.Williamson».

Стоит отметить, что предлагаемая технология применима так же и на трубопроводах, по которым перекачивается нефть и другие продукты, а дальнейшее развитие этой технологии сделает возможным применение и внутритрубных технологий диагностики.

**СЕКЦИЯ**  
**«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**  
**ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕАЭРАТОРОВ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

*А.З. Аюпова, С.Н. Костарева, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа*

На сегодняшний день, практика показывает, что значительную долю причин, вызывающих ненадежную и неэффективную работу котельного оборудования и трубопроводов тепловой сети, лежит в плоскости водоподготовки и водно-химического режима (ВХР).

Одной из важнейших проблем рациональной организации ВХР является защита от внутренней коррозии оборудования и трубопроводов котельных и тепловых сетей. К числу факторов, вызывающих внутреннюю коррозию, относятся присутствие в воде агрессивных газов: кислорода и диоксида углерода. Особенно высокую коррозионную активность имеет кислород в присутствии угольной кислоты, которая в этом случае играет роль коррозионного катализатора.

Показатели качества воды не должны превышать или выходить за пределы значений, указанных в РД 24.031.120-91 «Методические указания. Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов, организация водно-химического режима и химического контроля». Предельно допустимое содержание кислорода в подпиточной воде для водогрейных котлов с нагревом от 70 до 150 °С составляет 50 мкг/кг.

В отечественной и зарубежной теплоэнергетике основным методом удаления агрессивных газов из питательной и подпиточной воды систем теплоснабжения является термическая деаэрация. Для деаэрации воды в котельных с паровыми котлами применяются, в основном, термические деаэраторы атмосферного типа, работающие при давлении 0,12 МПа и температуре 104 °С [1]. В водогрейных котельных целесообразно применение вакуумных деаэраторов, которые работают при температурах воды от 40 до 90 °С. Вакуумная деаэрация происходит при давлении ниже атмосферного, поэтому вакуумные деаэраторы обязательно должны комплектоваться средствами обеспечения вакуума - эжекторами [2]. При этом, чем ниже температура деаэрируемой воды, тем более глубокий вакуум должен создавать эжектор. Такие условия являются наиболее оптимальными с точки зрения соотношения качества деаэрации и затрат на нагрев воды и поддержание вакуума.

Важнейшими условиями для обеспечения эффективной деаэрации, помимо организации технологически необходимых температурных режимов и схем включения деаэраторов в структуру котельных, являются оснащение деаэрационных установок современными приборами контроля качества деаэрированной воды (кислородомерами) и применение современных технологий управления процессом деаэрации.

Эффективность деаэрации воды зависит от конструкции деаэраторов, давления, при котором происходит дегазация, а также от температурного режима. Следует отметить, нагрев деаэрируемой воды до температуры насыщения не является достаточным условием для качественной деаэрации. Также на эффективность деаэрации влияет температура поступающей в деаэратор воды.

С повышением температуры воды вязкость и поверхностное её натяжение уменьшаются, при этом скорость диффузии кислорода в слое воды возрастает и эффект деаэрации улучшается. Оптимальным следует считать нагрев воды на 4-5°C. При большем подогреве воды на барботажном листе эффект деаэрации резко падает. Следует отметить также, что значительный подогрев воды значительно уменьшает площадь барботажного листа, на которой интенсивно протекает процесс дегазации воды. Поэтому увеличение расхода выпара в двухступенчатом вакуумном деаэраторе позволяет снизить недогрев воды в струйной части, повысить активную площадь барботажного листа и получить более низкие остаточные концентрации кислорода в деаэрированной воде.

Результаты испытаний УДАВ -100 показали, что остаточное содержание кислорода и свободной углекислоты в воде за деаэратором определяется удельным расходом выпара вне зависимости от производительности аппарата. Требуемая нормами остаточная концентрация кислорода в деаэрированной воде 50 мкг/кг обеспечивается при удельном расходе выпара более 2 кг на тонну деаэрируемой воды. При удельном расходе выпара более 5 кг/т остаточная концентрация кислорода в воде за деаэратором не превышает 20 мкг/кг.

На остаточную концентрацию кислорода и свободной углекислоты в деаэрированной воде, кроме удельного расхода выпара, существенное влияние оказывает также начальная концентрация этих газов в исходной воде.

Текущий контроль за работой деаэратора осуществляется по показаниям уровнемера, манометра для измерения давления в колонке, термометра для измерения температуры деаэрированной воды и кислородомера непрерывного действия.

Основными причинами неудовлетворительной деаэрации подпиточной воды теплоэнергетических установок являются несоблюдение температурных режимов деаэрации, негерметичность вакуумных систем установок и недостаточная эффективность работы газоотводящих аппаратов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шарапов В.И., Цюра Д.В. Термические деаэраторы / Ульянов. гос. техн. ун-т. – Ульяновск, 2003. – 560 с.
2. Анализ процесса дегазации в вакуумных деаэраторах / А.Н. Росляков, Г.В. Ледуховский, В.П. Жуков и др. // Вестник ИГЭУ. –2014.–Вып.4.–С.11–16.

УДК 697.9

### **ОБОГРЕВ ПОМЕЩЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ КОНДИЦИОНЕРА**

*И.Р. Байков, О.В. Смородова, С.Н. Костарева, Н.Ю. Пилаг, УГНТУ, г. Уфа*

На удаленных месторождениях нефти и газа обогрев помещений в холодное время года ведется подогревом воздуха электрическими обогревателями сопротивления. Электроэнергия, как правило, вырабатывается мощностями ГТЭС. Удельные затраты топливного газа на выработку электроэнергии составляют в среднем 0,31 м<sup>3</sup>/кВтч.

В работе выполнен анализ эффективности системы отопления помещений одного из морских месторождений Каспийского моря. Анализ климатических условий региона показал, что температурные условия зимнего периода являют-

ся достаточно мягкими - основное количество времени отопительного периода температура наружного воздуха не опускается ниже  $(-10)^{\circ}\text{C}$  (по результатам зимы 2017 г.). В этих условиях обогрев помещений можно вести кондиционерами, переключенными на подогрев подаваемого воздуха по типу работы теплового насоса [1]. При этом потребление электроэнергии кондиционером из сети будет в 2...4 раза меньше, чем выработка соответствующего количества тепловой энергии. Т.е. подогрев воздуха кондиционером в 2...4 раза выгоднее, чем прямой подогрев воздуха хитером электрического сопротивления.

Подогрев воздуха для подачи в помещения (рисунок 1) ведется с помощью электронагревательных устройств в 3 ступени:

1 ступень – предварительный подогрев воздуха с температуры окружающей среды до  $+5^{\circ}\text{C}$ , ведется устройством предварительного подогрева – preheater;

2 ступень – основной подогрев воздуха от  $+5^{\circ}\text{C}$  до  $+20^{\circ}\text{C}$ , ведется устройством основного подогрева – mainheater;

3 ступень – дополнительный подогрев воздуха выше  $+20^{\circ}\text{C}$ , ведется индивидуально по помещениям – heater.

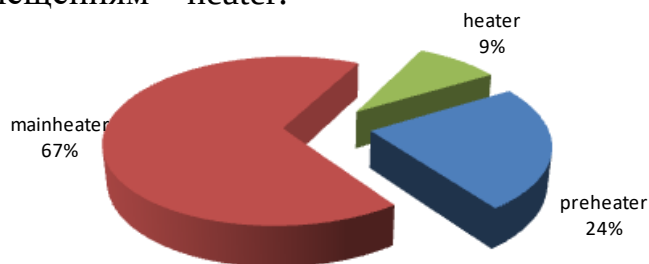


Рисунок 1 – Структура электропотребления на воздушное отопление

Переход на подогрев воздуха кондиционером позволит снизить потребление электроэнергии для этих целей, уменьшить расход топливного газа на ГТЭС и, соответственно, выбросы парниковых газов в атмосферный воздух.

В работе представлены результаты оценки энергетической эффективности мероприятия на примере центральной канальной системы ОВиКВ административно-бытовых модулей.

Наиболее простой вариант – работа на существующем оборудовании в температурном диапазоне от  $+5^{\circ}\text{C}$ .

На рисунке 2 верхняя схема – подогрев воздуха при температуре наружной среды холоднее  $+5^{\circ}\text{C}$ . Нижняя схема – подогрев воздуха при более теплой погоде кондиционером в течение 73 суток за отопительный период.

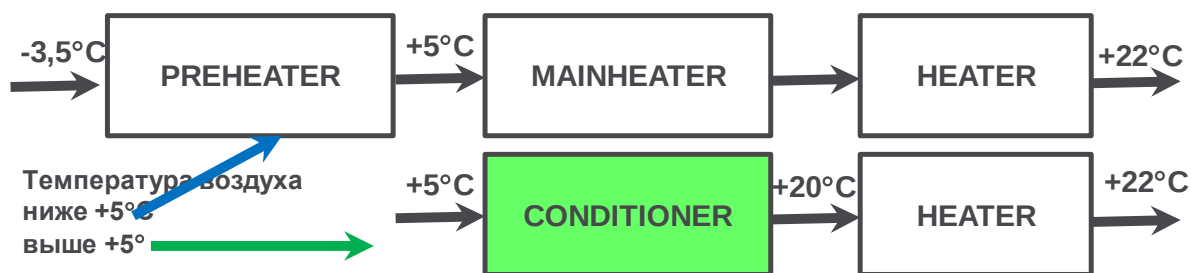


Рисунок 2 – Работа кондиционера на обогрев при температурах наружного воздуха от  $+5^{\circ}\text{C}$



Таблица 1 – Энергетическая эффективность использования кондиционера для обогрева помещений (температура наружного воздуха выше +5°C)

| №<br>п/п | Вид обогревателя | Продолжительность<br>периода работы<br><br>сут | Затраты электроэнергии на обогрев<br>МВт×ч за отопительный период |                        |
|----------|------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|------------------------|
|          |                  |                                                | Текущее состояние                                                 | Предлагаемое состояние |
| 1        | preheater        | 120                                            | 159,403                                                           | 159,403                |
| 2        | mainheater       | 120                                            | 281,300                                                           | 281,300                |
| 3        | conditioner      | 73                                             | 171,124                                                           | 57,041                 |
| 4        | heater           | 193                                            | 60,323                                                            | 60,323                 |
|          | ВСЕГО            |                                                | 672,150                                                           | 558,067                |
|          | Экономия, МВт×ч  |                                                |                                                                   | 114,083 (17%)          |

Система хладагента в настоящее время заполнена хладагентом R134. Температура конденсации его паров составляет (-26)°C, поэтому его замена не требуется. Для перевода кондиционера в режим обогрева необходимо привлечение специалистов по наладке кондиционеров для настройки автоматического перехода в режим отопления

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Самигуллина Э.Н., Костарева С.Н. Повышение энергетической эффективности тепловой насосной установки//В книге: Трубопроводный транспорт - 2018 Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции. 2018. С. 353-355.

УДК 622.276

### ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

*Е.В. Бурдыгина, Г.К. Дунюшкин, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа*

Практически все промышленные предприятия энергетики, нефтехимии, пищевой промышленности используют большие количества оборотной воды для ведения технологических процессов. Поскольку данные предприятия стараются располагать вблизи крупных водоемов или рек, то подпитку оборотной системы водоснабжения организуют непосредственно из водоема. Зачастую на предприятии пренебрегают даже самыми элементарными средствами очистки на подпиточной линии, что приводит к значительному ухудшению качества оборотной воды, поскольку вода из естественных водоемов содержит в себе большое количество мелкодисперсных примесей и ее качество может сильно отличаться от требуемого для оптимального и эффективного ведения технологических процессов [1].

По причине ухудшения качества оборотной воды, на поверхностях теплообмена могут образовываться различные отложения, вследствие наличия которых, ухудшается коэффициент теплопередачи, что приводит к несоответствию действительных и проектных температур теплоносителей, и как следствие увеличению энергозатрат на вентиляторы градирен, а также к забиванию каналов и сопутствующему увеличению энергозатрат вследствие возникновения дополнительного гидравлического сопротивления [2].

В таблице 1 приводится зависимость энергопотребления системы охлаждения от толщины отложений в резервуаре градирни

Таблица 1 - Зависимость энергопотребления системы охлаждения от толщины отложений

| Ориентировочная толщина отложений | Увеличение энергозатрат |
|-----------------------------------|-------------------------|
| чистый резервуар                  | 0,0%                    |
| 0,025 мм                          | 1,1%                    |
| 0,15 мм                           | 5,5 %                   |
| 0,30 мм                           | 11,0 %                  |
| 0,61 мм                           | 22,0 %                  |
| 0,91 мм                           | 33,0 %                  |
| 1,22 мм                           | 44,0%                   |

Также на рисунке 1 приводится пример разницы фактического (загрязненные поверхности теплообмена) и теоретического (чистые поверхности теплообмена) коэффициентов теплопередачи теплообменных аппаратов.

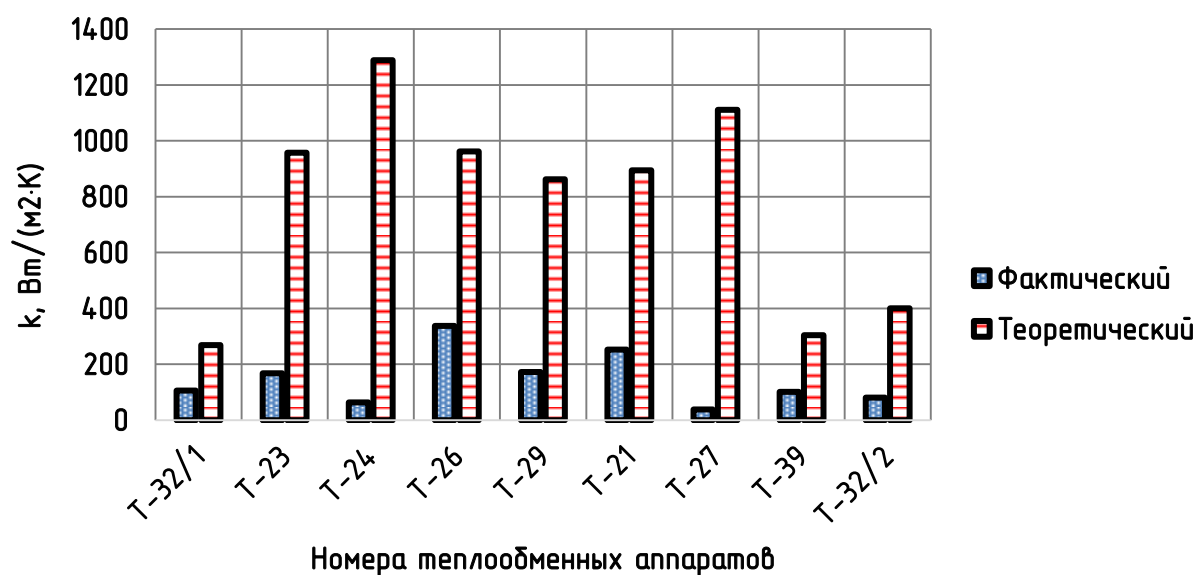


Рисунок 1 - Сравнение фактических и теоретических коэффициентов теплопередачи теплообменных аппаратов

Таким образом можно сделать вывод, что на предприятиях необходим периодический контроль за составом оборотной воды и в зависимости от результатов анализа проводить следующие мероприятия:

- 1) Для предотвращения увеличения жесткости воды и борьбы с отложениями карбоната кальция могут проводиться следующие мероприятия:
  - продувка (замена части оборотной воды на свежую с меньшей карбонатной жесткостью)
  - применение оксиэтилиденфосфоновой кислоты (ОЭДФ кислота, ОЭДФК)
  - фосфотирование (добавление в воду веществ, тормозящих кристаллизацию карбоната кальция)
  - умягчение подпиточной воды известью с осветлением и натрий-катионированием
- 2) Для борьбы с бактериями и предотвращением образования биообращаний следует предусмотреть обработку воды хлором и различного вида биоцидами.

3) Следует осуществлять разделение фильтрации оборотной и подпиточной воды.

4) Для улучшения качества подпиточной воды и очистки ее от коллоидных и взвешенных веществ следует организовать предварительную коагуляцию и предусматривать установку фильтров тонкой очистки после фильтров грубой механической очистки.

5) Для более глубокой очистки воды и удаления примесей размером 0,01-0,1 мкм. Можно предусмотреть применение ультрафильтрационных установок.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1.Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю., Хафизов Ф.М. Эффективность работы теплообменной аппаратуры технологических установок НПЗ // Трубопроводный транспорт-2011.- С. 223-224.

2.Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю. К возможности утилизации тепла технологических потоков // Трубопроводный транспорт-2007.- С. 171-172.

3.Колоколова Е.А., Байков И.Р., Бурдыгина Е.В., Кулагина О.В. Выбор способа и периодичности очистки аппаратов воздушного охлаждения газа//Глобальный научный потенциал, №1(46)- 2015.- С.7-11

УДК 62-681

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВЭР ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

*А.Ю. Васильев, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа*

В работе рассматривается газокompрессорная станция, предназначенная для повышения давления магистрального газа при помощи газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Цех перекачки газа обычно включает пять ГПА с приводом от ГТУ-16П мощностью по 16 МВт. Обычно в работе находятся две или три машины, остальные – в резерве. Стандартным и наиболее популярным является использование тепловых ВЭР для теплоснабжения станции. Для одной ГПА с приводом от ГТУ-16П можно получить около 16 МВт тепловой мощности. Для КС такая мощность избыточна, а отдавать это тепло на расстояние достаточно затратно, поэтому осуществлять полноценную утилизацию не представляется возможным. Для сравнения: 16 МВт тепловой энергии хватит, чтобы полностью обеспечить нагрузку на отопление многоквартирных домов с суммарной жилой площадью 160 тыс. м<sup>2</sup> при удельном потреблении теплоты 100 Вт/м<sup>2</sup>. Таких потребителей рядом с КС нет. Именно по этой причине производство электрической энергии было выбрано в качестве основного мероприятия.

В докладе рассматривается способ использования теплоты уходящих газов после ГТУ-16П для выработки пара в котле-утилизаторе и дальнейшего его использование в паровой турбине для выработки электрической энергии на собственные нужды станции или передачи её в электросеть. Потенциал получения электрической энергии оценивается около 3 МВт на одну турбину при номинальной нагрузке.

Для реализации мероприятия были предложены несколько вариантов, в частности использование стандартного парового цикла Ренкина, а также орга-

нического цикла Ренкина, а также комбинацию из этих двух циклов. Подобрано оборудование и приведены предварительные результаты.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Леонов, В.П. Цикл Ренкина с низкопотенциальным источником теплоты / В.П. Леонов [и др.]. // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2015. – № 2. С. 1-7.
- 2 Цветков, О.Б. Озонобезопасные хладагенты / О.Б. Цветков [и др.]. // Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Холодильная техника и кондиционирование». – 2014. – №3. С. 98-111.
- 3 Галашов, Н.Н. Анализ эффективности парогазовых установок тринарного типа / Н.Н. Галашов, С.А. Цибульский. // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – 2014. – Т.325. №4. – С. 33-38.
- 4 Бурдыгина Е.В., Трофимов А.Ю. К возможности утилизации тепла технологических потоков // Трубопроводный транспорт-2007.- С. 171-172

УДК 622.691.48

### **СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ ГАЗА ПРИ РЕМОНТЕ ЛИНЕЙНЫХ ЧАСТЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

*А.И. Галицкий, А.Д. Успенская, СПбГУ, г. Санкт-Петербург*

Всем известно, что при проведении различных работ на линейных частях трубопровода природный газ, оказавшийся в ремонтируемом участке, стравливается в атмосферу, что, во-первых, экономически невыгодно, во-вторых, наносит вред экологии. На практике выделяются следующие способы откачки газа из ремонтируемого участка [2]:

- 1) Перемещение газа в смежный рабочий участок трубопровода;
- 2) Направление газа по смежным перемычкам на вход компрессорного цеха через байпасные краны;
- 3) Перенаправление газа на технические нужды или потребителю через распределительные сети;
- 4) Откачка газа на вход газоперекачивающего агрегата;
- 5) Закачивание газа в мягкие резервуары на временное хранение.

При выборе способа выработки природного газа из участков газопровода, подлежащих ремонту, нужно учитывать критерии, обеспечивающие:

- наименьшее время остановки оборудования при опорожнении участка газопровода;
- достижение глубины откачки природного газа с учетом минимального остаточного давления;
- рациональное соотношение величины эксплуатационных затрат и экономического эффекта операции [1].

В ходе данного исследования было выявлено, что существующие методы сокращения потерь не являются совершенными. Их действительная эффективность и рентабельность в реальных условиях все еще остается открытым вопросом, требующим дальнейших исследований и научных разработок. Но уже сейчас можно сделать вывод, что наиболее выгодным является перемещение газа в смежный рабочий участок с помощью мобильных компрессорных станций (рисунк 1).



Рисунок 1 – Мобильная компрессорная станция

Данная технология имеет такие несомненные преимущества, как:

- 1) мобильность;
- 2) высокая скорость монтажа и демонтажа;
- 3) простота в эксплуатации и обслуживании;
- 4) относительно небольшие габариты;
- 5) низкий уровень шума;
- 6) значительное ресурсосбережение;
- 7) снижение ущерба экологии.

Целью данного исследования является подробный анализ всех существующих методов опорожнения ремонтируемого участка трубопровода от природного газа, а также обоснование перспективности использования и расчет параметров ресурсосберегающей технологии - мобильных компрессорных станций.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Методы повышения энергетической эффективности трубопроводного транспорта природного газа. - СПб.: Недра, 2008. - 440 с.
- 2 Стрекаловская А.К., Перхуткин В. П. Применяемые способы использования газа из отключенного участка газопровода при выводе его в ремонт. // Применяемые способы использования газа из отключенного участка газопровода при выводе его в ремонт. - Ухта: УГТУ, 2015.- С. 292

УДК 622.69

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ С ПОМОЩЬЮ КЛЕТОЧНЫХ АВТОМАТОВ**

*Д.Т. Гизатуллина, О.В. Смородова, С.Н. Костарева, И.Р. Байков,  
УГНТУ, г. Уфа*

Потери нефти и нефтепродуктов происходят на всех этапах нефтегазового комплекса. Неизбежные убытки системе наносят потери нефти и нефтепродуктов от испарения при чрезмерном нагреве солнечной радиацией при хранении в резервуарных парках. В холодное время года интенсивное внешнее охлаждение наружным воздухом приводит к повышению вязкости продукта и росту затрат электроэнергии на его перекачку. Для исключения возникновения таких ситуаций требуется строгое ведение температурного режима резервуара минимизацией внешних теплопоступлений и собственных теплотерь [1].

Практическое управление тепловым режимом нефтяного резервуара возможно на основе моделирования температурных условий ограждающих конст-

рукций резервуаров [2]. Задача решена на основе эксплуатационных технологических данных резервуарных парков северных месторождений России.

Авторами работ [3] для симуляции теплопроводности в ограждающих стенках технологических сооружений рекомендуется метод клеточного автомата.

В работе рассмотрена одномерная задача теплопроводности. Входные сигналы моделируют процесс передачи тепловой энергии от соседних клеток и от внутренних источников теплоты. Для рассматриваемого случая одношаговая функция переходов  $i$ -й клетки запишется так:

$$T_i(t_{j+1}) = T_i(t_j) + \frac{\Delta t}{C \cdot \rho} \cdot [q_{i-1}(t_j) + q_{i+1}(t_j) + \gamma(t_j)],$$

$$q_{i-1} = \lambda \frac{T_{i-1}(t_j) - T_i(t_j)}{h^2}, \quad q_{i+1} = \lambda \frac{T_{i+1}(t_j) - T_i(t_j)}{h^2},$$

где  $T_i(t_j)$  – температура  $i$ -й клетки в момент времени  $t_j$ ;

$\Delta t$  – шаг по времени;

$C$ ,  $\lambda$  и  $\rho$  – теплоемкость, коэффициент теплопроводности и плотность материала клетки, соответственно;

$q_{i-1}(t_j)$  и  $q_{i+1}(t_j)$  – удельные мощности тепловых потоков от соседних клеток;

$\gamma(t_j)$  – удельная мощность источника теплоты в  $j$ -й момент времени.

Процесс моделирования сводится к определению состояний клеточных автоматов на каждом шаге дискретного времени. При этом каждый автомат функционирует по определенному алгоритму.

В применении к частному случаю моделирования температурного графика в стенке резервуара задача формулируется так. Нефтяной резервуар покрыт тепловой изоляцией из каменной ваты. С внутренней стороны на стенках резервуара образован слой парафинистых отложений.

В простейшем случае стационарной теплопроводности одношаговая функция переходов  $i$ -й клетки рассчитывается по формуле:

$$T_i^{j+1} = \frac{\lambda_i T_i^j + \lambda_{i+1} T_{i+1}^j}{\lambda_i + \lambda_{i+1}}$$

где  $j+1$  – номер итерации;

$T_i^{j+1}$  – новая установившаяся температура в случайной клетке;

$T_i^j$  – первоначальное значение температуры в этой же клетке;

$\lambda_i$  – коэффициент теплопроводности материала в данной клетке;

$T_{i+1}^j$  – температура одной из случайно выбранных соседних ячеек;

$\lambda_{i+1}$  – коэффициент теплопроводности материала выбранной соседней ячейки.

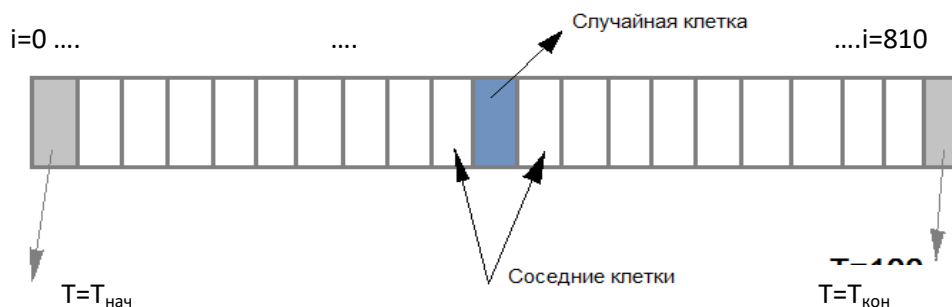


Рисунок 1 – Клеточная структура ограждающей стенки резервуара  
Результаты моделирования приведены на рисунке 2.

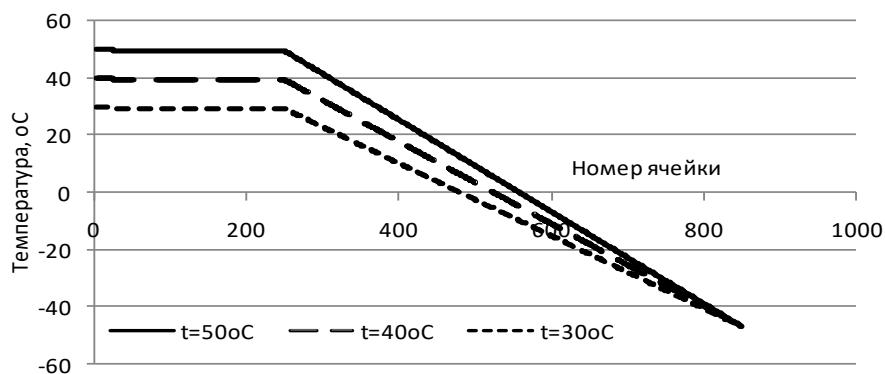


Рисунок 2 – Модельные температурные кривые для расчетных внешних климатических условий

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Baikov I.R., Kitaev S.V., Smorodova O.V., Kolotilov Y.V. Analysis of the heat-insulating materials properties for pipeline fittings//Polymer Science. SeriesD. 2018,T. 11. № 1. С. 96-98.
2. Китаев С.В., Смородова О.В. Математическое моделирование испарения сжиженных углеводородов при нарушении тепловой изоляции резервуара//Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2017. № 1. С. 108-120.
3. Коньгин С.Б. Разработка метода вероятностного клеточного автомата для моделирования процессов и оборудования в нефтегазовой отрасли//Нефть. Газ. Новации. 2011. № 1 (144). С. 66-68.

УДК 665.662.3

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

*А.Р. Еникеева, Б.А. Шарипов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

В последние годы все большее значение уделяется вопросам энергосбережения. Многие предприятия внедряют все больше новых технологий для повышения энергетической эффективности.

В работе исследуется система теплоснабжения одного из зданий площадки обслуживания производственных объектов. На предприятии организована децентрализованная система теплоснабжения, где каждое здание имеет свой источник отопления. Здание разделено на две части: производственную и административную. В производственной части располагается цех механосборочных работ элементов газопровода и нанесения изоляционных покрытий в стационарных условиях, а также кузнечный и заготовительный участки. Админи-

стративная часть включает в себя кабинеты инженеров, раздевалки рабочих, душевые помещения, комнату охлаждения и санузлы.

Отопление производственной части осуществляется при помощи газовых инфракрасных обогревателей и воздушных завес. Поступление холодного воздуха обеспечивается двумя приточными установками. В работе рассматривается возможность снижения потребления природного газа, затрачиваемого на оборудование, путем применения теплового насоса типа «грунт-вода» или рекуператоров системы вентиляции.

Покрытие теплопотерь через ограждающие конструкции административно-бытовой части и покрытие нагрузки на горячее водоснабжение осуществляется за счет водяной системы отопления. Источником являются водогрейные котлы, располагающиеся непосредственно в этой части здания. Для снижения потребления топливного газа на систему отопления и систему горячего водоснабжения в дипломном проекте рассматривается возможность установки вакуумных солнечных коллекторов.

Тепловые насосы и солнечные коллекторы используют энергию возобновляемых источников энергии, поэтому их внедрение позволит снизить расход природного газа, что приведет к снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. ТН и СК экологически безвредны, что является весомым фактором в пользу выбора аппаратов, использующих возобновляемые источники энергии. Также применение СК приведет к возможности отключения котлов в летний период времени, что позволит снизить потребление топлива до нуля.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тепловые насосы. – Москва: 1982, –224 с.
2. Промышленные тепловые насосы. – Москва: «Энергоатомиздат»: 1989, –125 с.
3. Тепловые и атомные электростанции, справочник.– Москва: 1989, –603 с.

УДК 620.93

## ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ

*И.С. Ерилин, УГНТУ, г. Уфа*

Арктическая зона является одним из наиболее стратегически важных регионов Российской Федерации. Арктика богата полезными ископаемыми: разведанные и прогнозируемые запасы составляют значительную часть минерально-сырьевой базы России, так в арктической зоне извлекаются 80 % газа и 60 % нефти России [1].

Одним из основных вопросов развития при освоении любых территорий является энергетика. Проблема энергетики является особенно острой в условиях сурового арктического климата и сложностей в транспортной системе [2].

Энергетическая система Арктики характерна своей общей неэффективностью, так при передаче электроэнергии до конечного потребителя потери в среднем составляют 14 % [3], поэтому крайне перспективным направлением является развитие распределенной энергетики. Кроме того, первоочередной задачей является снижение вреда, наносимого экологическому состоянию Арктики в процессе её освоения. К сожалению, генерация энергии с использованием возобновляемых источников энергии сопровождается значительными трудно-



стями в условиях Арктики в связи с ненадежностью и неравномерностью генерации энергии и низкой плотностью энергетических потоков от солнечной, ветровой, геотермальной и других типов возобновляемых источников энергии [3], поэтому основным направлением повышения экологической безопасности энергетической системы является увеличение эффективности использования полезных ископаемых в качестве топлива, то есть использования энергогенерирующих установок с высоким КПД. Кроме того, крайне важным является высокая скорость обустройства энергетической инфраструктуры в Арктической зоне и надежность генерирующих систем. Данные факты указывают на высокий потенциал использования топливных элементов (ТЭ) в качестве электрогенерирующих установок в условиях Арктики.

Топливный элемент – это устройство по генерации электрической и побочной тепловой энергии через электрохимическую реакцию окисления топлива.

Применение ТЭ взамен тепловых машин приведет к 10-20 % увеличению эффективности производства электрической энергии [6]. Другим важным преимуществом топливных элементов является их экологическая безопасность: в процессе производства электрической энергии выбросы парниковых газов будут или значительно снижены по сравнению с классическими методами сжигания топлива или, в случае применения водорода, выбросы углекислого газа будут равны нулю [7], кроме того, ТЭ практически бесшумны, при их работе отсутствует вибрация, что исключает возможность шумового загрязнения окружающей среды. Так же установки на ТЭ поставляются в виде модульного оборудования, что позволяет ввести их в эксплуатацию в кратчайшие сроки, кроме того, выведение в ремонт одного из модулей ТЭ не сказывается на работе других. Данные факты представляют ТЭ как хороший выбор в качестве энергогенерирующих установок в условиях Арктической зоны Российской Федерации.

Наиболее экономически выгодное применение ТЭ можно найти в системах когенерации электрической тепловой энергии.

Практически во всех случаях при прямом использовании метана как топлива, его смешивают в некотором соотношении с водяным паром для целей проведения риформинга.

Для Арктической зоны характерна проблема получения воды, как для ХВС, ГВС так и для целей отопления и технологических нужд [60]. Использование снегоплавильного конденсатора поможет обеспечить конденсацию влаги из парогазового потока из ТЭ для целей смешения с топливом, что исключит необходимость в деионизировании и перекачки воды для водяного пара, поступающего на анод. Кроме того, так как в процессе работы высокотемпературных ТЭ имеется большое количество низкопотенциального тепла, его можно эффективно использовать для плавления снега и льда, при этом полученная в результате плавления вода будет поступать на нужды водоснабжения.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Павленко В.И. Арктическая зона Российской Федерации в системе обеспечения национальных интересов страны // Арктика: экология и экономика. – 2013. – Т. 12. – № 4. – С. 16–25.

- 2 Салыгин В.И., Гулиев И.А., Хубаева А.О. Влияние освоения нефтегазовых ресурсов Арктики на развитие транспортной системы региона // Вестник МГИМО. – 2015. – Т. 43. – № 4. – С. 27–35.
- 3 Шамахов В.А., Исаев А.П., Яновский В.В. Критические факторы окружающей среды в стратегии развития Арктической зоны // Управленческое консультирование. – 2018. – Т. 111. – № 3. – С. 28–40.
- 4 Tsang T.I. Carbon formation in solid oxide fuel cells during internal reforming and anode off-gas recirculation: doctoral dissertation. – Birmingham, 2016. – 224 с.
- 5 Mac Kinnon M.A., Brouwer J., Samuelsen S. The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration // Progress in Energy and Combustion Science. – 2015. – V. 64. – P. 62–92.
- 6 Шестакова Е.Н. Проблема доступа к чистой питьевой воде в Арктической зоне Российской Федерации // Третьи Виноградовские чтения: Сборник докладов международной научной конференции памяти выдающегося русского гидролога Юрия Борисовича Виноградова. – Санкт-Петербург, 2018. – С. 488–492.

УДК 656.56

## **ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ**

*В.А. Иванов, М.О. Мызников ОмГТУ, г. Омск*

Нефтепроводные предприятия при эксплуатации объектов транспорта углеводородов сталкиваются с необходимостью менять суточные объемы поставки. Иногда приходится и вовсе останавливать трубопровод для проведения ремонта и технического обслуживания технологического участка. Возникает необходимость изменения технологических режимов трубопровода. В эти периоды также необходимо планировать расход перекачиваемой жидкости и потребление электроэнергии. Наиболее существенные затраты при транспортировке нефти приходятся на энергопотребление основным насосным оборудованием нефтеперекачивающих станций (НПС). Поэтому планирование энергетического потребления насосного оборудования всех станций, входящих в состав участка МН, является одной из приоритетных задач при расчёте технологических режимов перекачки нефти. Оптимальное решение данной задачи ведёт к снижению себестоимости транспорта нефти. Государственные программы энергосбережения должны основываться на точном расчете перекачки и потребления электроэнергии. В соответствии с требованиями нормативных документов и договоров с энергоснабжающими организациями необходимо вести планирование потребления электроэнергии и мощности с точностью 1-2%. Такая точность легко получается при работе на опробованных стационарных режимах перекачки. При расчетах переходных процессов требуемая точность пока не достигнута. Переходные режимы планируются с большими погрешностями, вследствие чего велик риск перерасхода или недорасхода электроэнергии при переходе и больших штрафных санкций со стороны энергоснабжающих организаций [1]. Целью работы является создание упрощенной методики определения параметров и характеристик переходного процесса, позволяющих получить картину изменения давления и расхода по длине трубопровода, определить мощность электропотребления, как для каждого магистрального агрегата, так и для всего технологического участка нефтепровода с приемлемой для эксплуатации ско-

ростью и точностью. Разработка такой методики позволит вести планирование закупки и потребления электроэнергии с учетом переходных процессов с достаточной точностью и тем самым сократить непроизводительные потери предприятия на нерациональное использование электроэнергии и штрафные санкции [2].

Методика строится на основе модели расчета переходного режима технологического участка трубопровода, в которую положены следующие условия:

1. Жидкость в трубопроводе считается малосжимаемой, однородной, сплошной.

2. Изменения давления в трубопроводе распространяются с конечной скоростью, определяемой по формуле Жуковского

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 \cdot D}{\delta \cdot E}}} \quad (1)$$

3. Время переходных процессов в трубопроводе достаточно большое, чтобы считать инерционные процессы в жидкости пренебрежимо малыми. Это существенно упрощает расчеты и позволяет шаги переходного режима рассматривать, как квазистационарные с применением уравнения Бернулли для установившегося течения [3].

Пример расчета переходного режима выполнен для пуска трубопровода реального технологического участка «Омск – Анжеро-Судженск» магистрального нефтепровода «Омск-Иркутск» с запуском четырех насосных станций. На рисунке 1 показано изменение потребляемой мощности насосными агрегатами. Площадь под графиками функции мощности характеризует суммарное электропотребление насосных агрегатов. В таблице 1 представлены численные значения потребления электроэнергии каждой станцией и суммарно всеми НПС за разные промежутки времени. За нулевую точку отсчета времени принят момент начала запуска головной насосной станции Омск. Через 240 секунд запускается НПС Барабинск, а еще через 690 секунд одновременно запускают НПС Татарск и НПС Чулым.

Таблица 1 – Энергопотребление насосными агрегатами

| Время после запуска технологического участка | 10 минут    | 30 минут    | 60 минут     |
|----------------------------------------------|-------------|-------------|--------------|
| ГНПС Омск                                    | 162,4 кВт*ч | 281,9 кВт*ч | 749,2 кВт*ч  |
| НПС Барабинск                                | 73,1 кВт*ч  | 120,3 кВт*ч | 541,8 кВт*ч  |
| НПС Татарск                                  | 0 кВт*ч     | 53,8 кВт*ч  | 390,1 кВт*ч  |
| НПС Чулым                                    | 0 кВт*ч     | 50,1 кВт*ч  | 383,2 кВт*ч  |
| Суммарно                                     | 235,5 кВт*ч | 388,1 кВт*ч | 2064,3 кВт*ч |

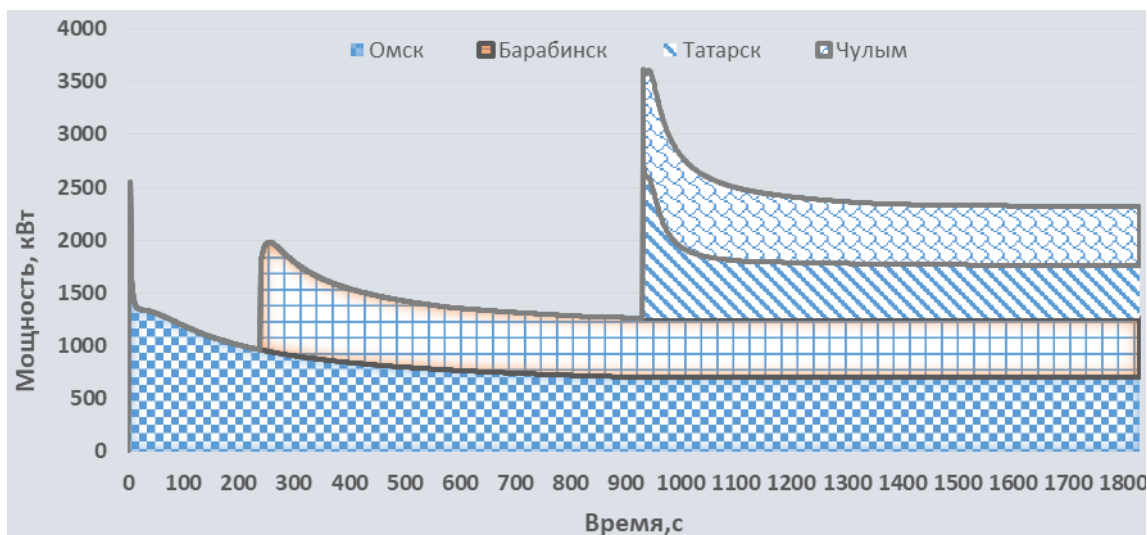


Рисунок 1 – зависимость мощности, потребляемой насосными агрегатами от времени

Рисунок 1 показывает характер изменения мощности насосов и изменения суммарной мощности при запуске. На нем можно видеть неравномерность потребления электроэнергии при переходных процессах. Суммарное электропотребление можно определить интегрированием графиков мощности по шкале времени. Кроме того, можно определить наибольшее пиковое значение мощности, которое также необходимо знать при покупке электроэнергии.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. - 192с.
- 2 Ахмадуллин К.Р. Энергосберегающие технологии трубопроводного транспорта нефтепродуктов. Автореферат на соискание ученой степени д-р.техн. наук. / Ахмадуллин К.Р. // [www.ogbus.ru/authors/Ahmadullin/Ahmadullin1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Ahmadullin/Ahmadullin1.pdf) // Нефтегазовое дело, 2007. 46 с.
- 3 Лурье М.В. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. - 477 с.

УДК 622.691

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

*К.А. Карпова, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*  
*К.Е. Прокофьев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

Повышение энергетической эффективности – первоочередная задача промышленных предприятий. Основная доля топливно-энергетических ресурсов приходится на топливный газ, используемый на собственные нужды компрессорных станций (топливо для привода газотурбинных установок, подогрев топливного газа и др.) Таким образом, основная задача энергосбережения и повышения энергоэффективности заключается в экономии топливного газа на собственные нужды КС.

Одной из статей расхода природного газа на собственные нужды является подогрев топливного газа. На рассматриваемой компрессорной станции в качестве подогревателей используются ГПМ-ПТПГ 30М в количестве 2 штук. Конструктивно они представляют собой горизонтальный цилиндрический сосуд, заполненный жидким промежуточным теплоносителем. В нижней части сосуда

располагается теплогенератор, состоящий из жаровой трубы, соединённой пучком дымогарных труб с поворотным коробом, в свою очередь сообщаемым с дымовой трубой. К противоположной стороне жаровой трубе присоединено горелочное устройство. В верхней части сосуда располагается двухходовой теплообменник, представляющий собой пучок теплообменных трубок из нержавеющей стали, соединённых с разделительной камерой, разделённой перегородкой на две секции.

В горелочном устройстве сжигается природный газ. Образовавшиеся продукты сгорания проходят последовательно жаровую трубу, дымогарные трубы, где передают своё тепло промежуточному теплоносителю, после чего эвакуируются через дымовую трубу. В качестве промежуточного теплоносителя используется водный раствор диэтиленгликоля (ДЭГ). Нагретый промежуточный теплоноситель передаёт тепло подогреваемому газу через стенки труб теплообменника. Температура газа поддерживается на уровне 70 °С.

Для снижения потребления топлива предлагается использование теплообменных аппаратов от существующей системы теплоснабжения от котлов-утилизаторов в зимнее время, а в летнее время установка теплового насоса, работающего от низкопотенциального источника теплоты. Низкопотенциальное тепло предлагается снимать с аппаратов воздушного охлаждения масла, работающих только в летний период. Температура масла на входе в АВО согласно проводимым исследованиям организации может достигать порядка 80 °С.

Использование данного тепла приведет не только к экономии топливного газа, сжигаемого в горелках подогревателей, но и снижения потребления электроэнергии на привод аппаратов воздушного охлаждения масла.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 463 с.
- 2 Сыромятникова К.О. Анализ эффективности потребления природного газа на примере подразделений ОАО «Газпром» / К.О. Сыромятникова, Е.А. Колоколова, О.В. Смородова, А.Ю. Трофимов. – Трубопроводный транспорт – 2006 Тезисы докладов Международной учебно-научно-практической конференции. 2006. С. 191-192.
- 3 Колоколова Е.В., Бурдыгина Е.В. Возможность применения солнечного коллектора для горячего водоснабжения// Трубопроводный транспорт-2013.-С.353.

УДК 622.69

## КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

*С.В. Китаев, О.В. Смородова, Д.Д. Кашапова, К.Р. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа*

Усиление конкуренции, как на внутренних, так и на зарубежных рынках энергоносителей обуславливает необходимость нефтегазовым компаниям уделять самое повышенное внимание инновационным разработкам. Именно инновационный фактор развития определяет способность компаний наращивать потенциал для формирования конкурентных преимуществ в постоянно усложняющихся условиях ведения хозяйственной деятельности.

Вместе с тем, существует ряд проблем, которые тормозят развитие нефтегазовых компаний. Во-первых, изношенность основного фонда достигает 40-60%, во-вторых, в отрасли в основном применяют металлические трубы,

которые имеют низкую коррозионную стойкость и способны откладывать на стенах отложения. По оценкам экспертов, ежегодно на нефтегазопромысловых трубопроводах происходит до 40-70 тысяч отказов, 90% из которых являются следствием коррозионных разрушений металла. Исследования показывают, что эксплуатация 42% новых стальных труб не выдерживает пяти лет, а 17% эксплуатируются перед началом первых порывов меньше двух лет.

Аварии провоцируют и губительные экологические последствия. Затраты на ликвидацию этих последствий могут составлять до 30% затрат на добычу нефти и газа. На ежегодную замену промысловых трубопроводов расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400-500 тысяч тонн стали. Более того, специфика производства в нефтегазовой отрасли является источником повышенных требований к применяемому в ней оборудованию: тяжелые погодные условия добычи сырья, высокие давления и температуры рабочих сред, высокие нагрузки на оборудование, в сочетании с наличием агрессивных и коррозионноактивных компонентов, которые оказывают разрушающее воздействие на металлы.

Одной из наиболее существенных причин повреждений металлических труб является коррозия. Из-за коррозионного износа межремонтные сроки для стальных промысловых трубопроводов составляют 5-6 лет, потребность в борьбе с коррозией возрастает по мере их использования.

Одно из решений данной проблемы - применение труб из полимерных и композитных материалов, которые имеют хорошие антикоррозионные свойства [1]. Трубы из полимерных и композитных материалов находят все более широкое применение в системах нефтепромысловых трубопроводов, распределительных газопроводов, системах водоснабжения и водоотведения.

В настоящее время для производства труб из полимерных материалов применяют полиэтилены, получаемые при высоком, среднем и низком давлениях, а также химически сшитый полиэтилен, полипропилен, полибутен, поливинилхлорид, хлорированный поливинилхлорид, фторполимеры.

С целью увеличения прочности данного вида труб и расширения области их применения были разработаны трубы из композиционных материалов способных выдержать рабочее давление до 4 МПа. К данному виду труб относятся бипластмассовые (стеклопластиковые) трубы, металлопластиковые трубы, гибкие полимерно-металлические трубы, а также полимерные армированные синтетическими нитями трубы [2].

Объем мирового производства стеклопластиковых труб в 2013 году оценивается в 1068 тыс. тонн, что составляет порядка 112 тыс. проложенных километров стеклопластиковых труб. Общая емкость мирового рынка стеклопластиковых труб высокого давления оценивается в 13 тыс. км. В 2015 – 2017 гг. мировой рынок стеклопластиковых труб в тоннажном выражении увеличивался в среднем на 7-8% ежегодно.

Объемы потребления стеклопластиковых труб в России за 2016-2017 гг. выросли более чем на 30%: с 2 500 км в 2016 году до 3 571 км в 2017 году. При

этом объем потребления стеклопластиковых труб высокого давления в 2013 году составил 1055 км. Средняя стоимость одного погонного метра стеклопластиковых труб в 2017 не изменилась по сравнению с 2016 годом и составила 195 \$. В стоимостном выражении российский рынок стеклопластиковых труб высокого давления оценивается в 697 млн. \$.

Лидерство в сегменте эпоксидных труб высокого давления удерживают компании, «Машспецстрой», «Авангард», «Сафит», «Завод стеклопластиковых труб» из Казани. Стоит заметить, что в общем объеме производимых стеклопластиковых труб на долю «эпоксидных» приходится 35-40%. Они имеют широкий спектр характеристик и потенциал использования.

Основным сферами использования стеклопластиковых труб высокого давления являются нефтяная, угольная и газовая промышленность, где необходимы трубы, стойкие к коррозии и агрессивным средам. Так, например, общая стоимость работ по антикоррозионной защите в различных областях промышленности превышает 1,5 млрд долларов [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Байков И.Р., Смородова О.В., Китаев С.В. Энергетическая эффективность нанокompозитных трубопроводов//Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. 2018. Т. 10. № 3. С. 20-36.
- 2 Смородова О.В., Китаев С.В., Байков И.Р. Влияние материала труб при ремонте магистральных газопроводов на надежность газотранспортной системы//В сборнике: Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса материалы XIV Международной научно-технической конференции. 2018. С. 245-250.
- 3 Смородова О.В., Костарева С.Н., Байков И.Р., Башарова Л.Р. Эффективность композитных трубопроводов для газотранспортных систем//Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2019. № 1. С. 201-217.

УДК 622.691.4

### **РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ТЕМПЕРАТУРЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА**

*А.А. Козина, Д.Г. Репин, НГТУ, г. Нижний Новгород*

Одним из важных источников снижения энергетических затрат при магистральном транспорте природного газа является решение задачи оптимизации режима работы систем охлаждения газа на компрессорной станции (КС) путем нахождения оптимальной температуры газа на выходе из КС. При этом в качестве критерия оптимизации следует использовать минимум затрат на транспорт газа, учитывая энергозатраты в стоимостном выражении в системах компримирования и охлаждения последующих КС.

В начале 70-х годов были выполнены технико-экономические исследования по установлению оптимальной температуры охлаждения газа в различных климатических зонах согласно чему среднегодовую температуру охлажденного газа следует принимать на 10–15°C выше расчетной среднегодовой температуры атмосферного воздуха.

В настоящее время нефтегазовая отрасль сделала огромный скачок в развитии: появилось оборудование с более высоким КПД, новые конструкции

аппаратов воздушного охлаждения (АВО), транспорт газа стал осуществляться по трубопроводам диаметром 1220-1420 мм с высококачественной изоляцией, повысились транспортируемый объем газа и рабочее давление до 11,8 МПа, поэтому используемая в настоящее время методика определения температуры охлаждения требует актуализации с учетом современной нефтегазовой конъюнктуры.

В рамках исследования были проанализированы существующая и проектируемая газотранспортные системы (ГТС) с варьированием степенью охлаждения газа  $\Delta$ , равной разнице между расчетной среднегодовой температурой атмосферного воздуха и среднегодовой температурой охлажденного газа, что повлекло изменение температуры газа на выходе КС.

Математическая модель проектируемой ГТС состоит из трех компрессорных станций, расположенных на расстоянии 100 км друг от друга с различной вариацией параметров. В ходе теплогидравлических расчетов изменялись расход газа и рабочее давление, использовались газоперекачивающие агрегаты с различными типами привода, а именно газотурбинного и электропривода.

Для анализа существующей ГТС был принят магистральный газопровод ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на участке «Ямбург-Тула» от входа КС «Вятская» до входа КС «Явасская».

В рамках исследований проектируемых ГТС осуществлялась технико-экономическая оценка по капитальным затратам на строительство объектов и эксплуатационным затратам за 25 лет. Анализируя зависимость суммарных приведенных затрат (см. рисунок 1, 2), видно, что при степени охлаждения  $\Delta$  выше 10 °С для газотурбинных агрегатов и 5 °С для электроприводных агрегатов затраты начинают расти. Снижая степень охлаждения газа до значения, при достижении которого суммарные затраты минимальны, определялась оптимальная температура охлаждения газа. Таким образом, минимальные затраты достигаются при степени охлаждения  $\Delta$  равной для электроприводных агрегатов 3 - 5 °С и для газотурбинных агрегатов 5 - 10 °С. Обеспечение степени охлаждения газа  $\Delta$  ниже 3 - 5 °С не является целесообразным в связи с большим количеством устанавливаемых АВО, а с большой занимаемой площадью на КС. Возникает необходимость нахождения баланса между затратами на охлаждение газа и экономией на компримирование.

С точки зрения существующей ГТС диапазон варьирования температурой ограничен количеством установленных АВО. Анализируя зависимость (см. рисунок 3) видно, что чем ниже температура охлаждения газа, тем меньше будут затраты на транспорт газа, то есть целесообразно включать сразу все АВО газа.

Исходя из полученных зависимостей, разработана методика для нахождения оптимальной температуры охлаждения газа. Методика базируется на математических моделях оборудования, синтеза их в единую модель, проведения теплогидравлических расчетов, экономической оценки затрат и анализа полученных результатов путем построения зависимостей приведенных



затрат к степени охлаждения газа с целью нахождения минимума приведенных затрат.

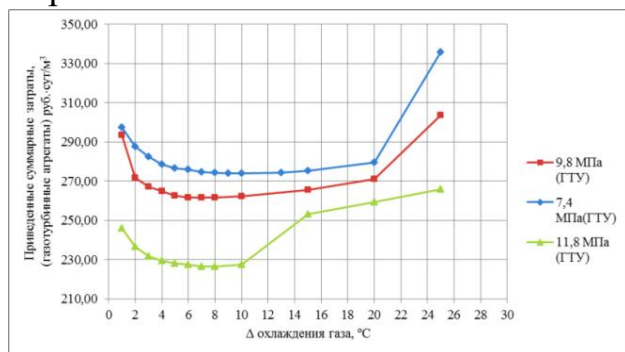


Рисунок 1 - Зависимость приведенных суммарных затрат от степени охлаждения газа (газотурбинные агрегаты)

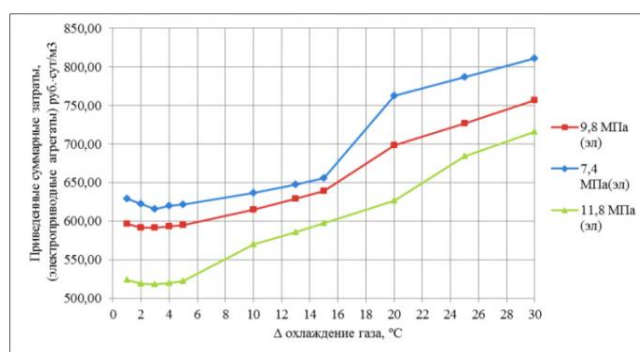


Рисунок 2 - Зависимость приведенных суммарных затрат от степени охлаждения газа (электроприводные агрегаты)

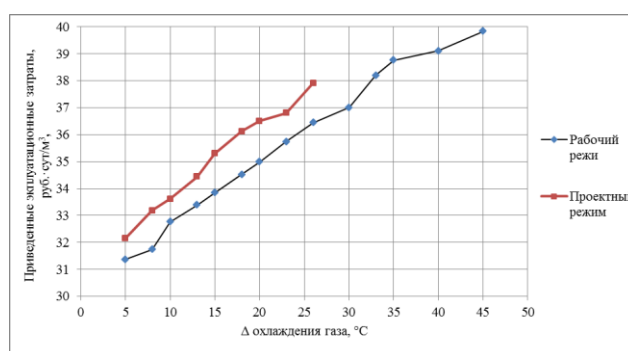


Рисунок 3 - Зависимость приведенных эксплуатационных затрат от степени охлаждения газа Δ для существующей газотранспортной системы

На основании данной методики, необходима разработка программного обеспечения, что позволит минимизировать затраты на транспорт газа и энергоэффективную работу Единой системы газоснабжения РФ.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования. [Электронный ресурс] – Введ. распоряжением ОАО «Газпром» от 30 декабря 2005 г № 437. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. -205 с.

УДК 629.3

### КОНДЕНСАЦИОННЫЙ МЕТОД УЛАВЛИВАНИЯ ПАРОВ

*М.М. Кологривов, В.П. Бузовский, ОНАХТ, г. Одесса*

Технологические процессы транспорта, налива и слива нефтепродуктов сопровождаются образованием и накоплением негативных зарядов статического электричества. Воспламеняющая способность разрядов статического электричества на практике часто становится источником возгорания.

Под статическим электричеством понимается совокупность физических явлений: разделение электрических зарядов в диэлектрике, хранение зарядов и исчезновение их разделения со временем. Проанализируем появления разрядов статического электричества в установках конденсационного улавливания паров нефтепродуктов из отходящих потоков паровоздушной смеси.

Электризация нефтепродукта объясняется внешним воздействием на перераспределение электронов и присутствием в нем микропримесей, которые способны образовывать положительно и отрицательно заряженные ионы. К примесям относятся продукты окисления углеводородов, асфальтены и другие. Достаточно одного грамма примесей на 1000 т нефтепродукта ( $10^{-9}$  %), чтобы он наэлектризовался до опасного предела. Ионы образуются из-за электролитических процессов на границе металл – нефтепродукт, в присутствии водяной пленки толщиной доли микрона [1]. В неподвижном состоянии масса нефтепродукта электрически нейтральна. При её перемещении диффузный слой ионов переноситься потоком, создавая в объеме потенциалы с напряжением до сотен тысяч вольт. При определенных условиях возникает искровой пробой с возможным последующим взрывом или горением паровоздушной смеси.

Включение в систему перекачки теплообменников, сепараторов ведет к увеличению электризации. Наличие впаров воды создает напряженность электростатического поля в паровоздушном пространстве. При разбавлении потока паровоздушной смеси азотом уровень электризации повышается. При наличии примесей воды, газа, частиц размером менее одного микрона электризация сохраняется значительный промежуток времени (до 40 мин) после окончания перекачки [1]. Оказывает влияние загрязненность и шероховатость поверхности металла. Условия аварийных ситуаций из-за статического электричества: наличие паровоздушной смеси; накопление в нефтепродукте достаточного количества электрических зарядов; разряд достаточной мощности для воспламенения паровоздушной смеси. Устранение одного из условий исключает взрыв и пожар. Воспламенение паров нефтепродукта ограничивается их максимальной и минимальной концентрациями в паровоздушной смеси:  $0,7 \div 8$  % (об.). При любой технологической операции генерируются и накапливаются электростатические заряды. Методы борьбы – заземление оборудования, снижение скорости проведения технологической операции, изменение концентрации паровоздушной смеси добавлением в неё инертного газа. Эффективен способ введения антистатических присадок, которые повышают электрическую проводимость топлива до 1000 пСм/м. Эта электрическая проводимость обеспечивает безопасность проведения технологических операций. Возникающие электрические заряды быстро рассеиваются, предотвращается их накопление. [2].

Выделяем технологии конденсационного улавливания паров нефтепродуктов.

Компрессионный способ осуществляют сжатием парогазового потока компрессором. Смесь сжимается до давления  $0,7 \div 5$  МПа, затем охлаждается в рекуперативном теплообменнике до температуры среды. При этом конденсируется  $50 \div 98$ % углеводородов. Недостатки: высокие энергетические затраты на сжатие; требуемая степень конденсации достигается при больших давлениях; не сжимают смесь, содержащую кислород, из-за взрывоопасной ситуации; требуется заполнение резервуаров инертным газом; устанавливается аппаратура для регулирования производительности компрессора. В пленке конденсата, стекающей по развитой поверхности теплообменника, высокая вероятность образования статического электричества.

Криогенный способ улавливания паров реализован в установке «Кедр», Технологический бензин охлаждается жидким азотом до температуры минус 55°C. В насадочной контактной части установки происходит конденсация паров из паровоздушной смеси на струйках и пленках холодного бензина. На получение одного литра конденсата углеводородов требуется 1,2 литра жидкого азота. В установке обеспечивается низкая степень взрыво- и пожароопасности, так как температура вспышки паров бензина минус 46°C. Влага из смеси кристаллизуется при контакте с холодным бензином, что плохо. Ёмкость с жидким азотом пополняется периодически.

Конденсационный способ с применением холодильной установки предполагает два технологических решения. В первом случае конденсация паров из смеси происходит на поверхности испарителя холодильной установки. В качестве теплообменника выбирают кожухотрубный. В конденсате, который стекает по поверхности, образуется статическое электричество. Водяные пары, которые входят в многокомпонентную смесь, намораживаются на холодную поверхность, что плохо. Температура кипения холодильного агента может быть минус 50°C. Исполнение компрессорно-конденсаторного агрегата взрывозащищенное.

Во втором случае применяют холодильную установку с промежуточным хладоносителем – водным раствором хлористого калия с температурой заморозки минус 56°C. Конденсация паров из смеси происходит на каплях рассола. Факел капель создается в эжекционном аппарате. Водяные пары из смеси не кристаллизуются, а поглощаются рассолом. В емкости происходит разделение рассола и конденсата из-за существенной разности плотностей. Конденсат направляется на переработку. Рассол охлаждается в холодильной установке. Накопление статического электричества в конденсате не происходит, так как рассол является электропроводящим. Выбор схемы с промежуточным хладоносителем обоснован максимальным увеличением пожаровзрывобезопасности процесса, использованием холодильного, насосного оборудования в общепромышленном исполнении и его расположением на безопасном расстоянии.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бобровский С. А., Яковлев Е. И. Защита от статического электричества в нефтяной промышленности – М.: Недра, 1983. – 160 с.
2. Захарченко, С. Л., Крячко Н.И., Мажара Е. Ф. и др. Электризация жидкостей и ее предотвращение. М.: Химия, 1985. - 128 с.

УДК 62-683

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

*Н.В. Комиссаров, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

Объектом исследования является газотурбинная электростанция, предназначенная для электроснабжения производственных площадок на одном из нефтяных месторождений. Теплоснабжение площадки организовано от собственной котельной.

Для повышения эффективности работы электростанции предлагается рассмотреть следующие варианты реконструкции:

– установка водогрейного котла-утилизатора для покрытия нагрузок системы теплоснабжения;

– применение парогазового цикла (установка парового котла-утилизатора с теплообменным аппаратом для дополнительной выработки электроэнергии в паровой турбине и покрытия нагрузок системы теплоснабжения);

– применение тринарного цикла (установка парового котла-утилизатора с применением ORC-цикла для дополнительной выработки электроэнергии, а также установка теплообменного аппарата для подготовки горячей воды, поступающей в систему теплоснабжения).

Для определения наиболее эффективного варианта повышения эффективности действующей ГТЭС будет проведено сравнение суммарного КПД установки при внедрении различных циклов, а также их влияние на КПД ГТЭС в связи с внесением сопротивления по пути движения дымовых газов.

Суммарное КПД установки зависит от термодинамических параметров (температура, давление). Для анализа влияния этих параметров методом регрессионного анализа будет выведена формула зависимости КПД установки от КПД входящих в установку блоков (ГТЭС, котла-утилизатора, генераторов, теплообменных аппаратов и т.д.).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2 Галашов, Н.Н. Анализ эффективности парогазовых установок тринарного типа / Н.Н. Галашов, С.А. Цибульский // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – Томск, 2014. Т. 325, №4. С.33-38.

УДК 658.26

### **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ О СОБЛЮДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

*С.Е.Кутуков, А.И.Гольянов, О.В. Четверткова,*

*НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

*А.А. Гольянов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва*

Разработана новая методика оценки эффективности транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам (далее - МН), позволяющая по данным, регистрируемым штатными средствами системы диспетчерского контроля и учета (далее - СДКУ), дать количественную оценку коэффициента полезного действия нефтеперекачивающей станции, коэффициента регулирования системы автоматического регулирования давления, гидравлической эффективности участка линейной части МН. Методика позволяет выявить характерные особенности каждого технологического режима, сопоставить параметры эксплуатации МН различных диаметров и конфигураций, перекачивающих нефти с различными свойствами [1].

В соответствии с действующими регламентами эффективность эксплуатации технологического участка МН оценивается как отношение полезной

мощности, переданной всеми насосными агрегатами, участвующими в работе на данном технологическом режиме перекачки, к полной электрической мощности, затрачиваемой этими насосными агрегатами. При таком способе состояние линейной части технологического участка МН выведено за рамки исследования [2,3].

В предлагаемой методике энергетическая эффективность определяется как полезная работа по преодолению сил жидкостного трения и приращение потенциальной энергии, отнесенная к полной энергии, поступающей в систему извне. На основе информации о параметрах перекачки, регистрируемой штатными средствами СДКУ, в соответствии с методикой рассчитываются:

– коэффициент полезного действия НПС по данным манометров, установленных на входе в насосную станцию  $P_{\text{вх}}$  и в нагнетательном коллекторе –  $P_{\text{с}}$ :

$$\eta_{\text{НПС},j} = \frac{\sum_i (P_{\text{с}} - P_{\text{вх}})_i \cdot M_j}{3,6 \cdot 10^6 \cdot \rho \cdot W_3^j}, \quad (1)$$

где  $M_j$  – объемный расход нефти,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

$W_3^j$  – потребление энергии на перекачку  $j$ -го почасового объема нефти, Дж;

$\rho$  – плотность нефти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

– коэффициент регулирования САРД по данным манометров, установленных в нагнетательном коллекторе –  $P_{\text{с}}$  и на выходе из насосной станции  $P_{\text{вых}}$ :

$$\eta_{\text{рд}} = \frac{\sum_i (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})_i}{\sum_i (P_{\text{с}} - P_{\text{вх}})_i} \quad (2)$$

– гидравлическую эффективность участка нефтепровода по показаниям манометров на входе/выходе НПС –  $P_{\text{вх}}$ ,  $P_{\text{вых}}$  и в конце технологического участка нефтепровода –  $P_{\text{вх}}^{i+1}$ .

$$\eta_{\text{гидр}} = \frac{\left[ h_{\Sigma} + \Delta z + \sum_i \frac{(P_{\text{к}} - P_{\text{н}})_i}{\rho \cdot g} \right] \cdot M}{H_{\Sigma} \cdot M} = \frac{\rho \cdot g (h_{\Sigma} + \Delta z) + (P_{\text{к}}^{\text{ты}} - P_{\text{н}}^{\text{ты}})}{\sum_i (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}})} \quad (3)$$

Разработанная методика позволяет провести качественную и количественную оценку эффективности транспортировки нефти, определить факторы, увеличивающие энергопотребление. На основе полученных данных могут быть рассчитаны поправки по диаметру проходного сечения трубопровода, расчетным значениям пропускной способности и энергопотребления [4]

Данные о фактических режимах перекачки конкретного технологического участка МН могут быть графически представлены в координатах  $\left\{ \ln \left( \frac{g H_{\Sigma} D^5}{Q^2 L} \right); \ln \left( \frac{Q}{D^5} \right) \right\}$ . Режимные точки на графике разбиваются на группы, каждая из которых соответствует работе магистрального нефтепровода на определенном технологическом режиме. Такое представление позволяет сделать качественную оценку каждого режима: чем выше точка расположена над референтной линией, показывающей теоретическую характеристику трубы, тем ниже гидравлическая эффективность режима.

На основе разработанной методики по данным о соблюдении режимов можно также выполнить анализ изменений коэффициентов эффективности в координатах  $\{\eta; \frac{M_j}{M_\Sigma}\}$ , что позволит оценить каждый параметр в почасовой динамике в целях определения причин локального снижения того или иного коэффициента эффективности, либо для обобщения выводов оперировать осредненными по месяцу величинами, которые определяются как площадь под соответствующим графиком КПД.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Повышение эффективности последовательной перекачки оптимизацией компонентного состава смеси нефтей / Кутуков С.Е., Гольянов А.И., Бажайкин С.Г. // Нефтяное хозяйство. 2018. №1. С.88-91.
2. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов / Гольянов А.И., Кутуков С.Е., Гольянов А.А. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. №4 (110). С.156-170.
3. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов / Бахтизин Р.Н., Кутуков С.Е. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2003. №62. С. 199-209.
4. Влияние характеристик нефтепровода на удельные затраты электроэнергии на перекачку / Гольянов А.А., Четверткова О.В. // Трубопроводный транспорт – 2018, с. 43-45.

УДК 658.26

#### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГП-7 ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

*А.И. Латыпова, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа*

Целью данной работы является повышение эффективности системы теплоснабжения объекта, путем полного отказа от производств парокотельной, идущей на осушку газа, и использование вместо паровой огневую регенерацию диэтиленгликоля (ДЭГа).

Теплоснабжение объектов на газовом промысле №7 (ГП-7) организовано от двух источников тепла: первым источником служит котельная с четырьмя котлами ДКВР – 6,5/13, вторым – три установки комплексной утилизации тепла УТ (9,2/115; 4/150), установленные на дожимной компрессорной станции (ДКС). Вырабатываемый пар в котельной необходим для технологических нужд для осушки газа. Пар, с давлением до 9 кгс/см<sup>2</sup> и температурой до 170 °С, поступает в теплообменники вакуумной регенерации ДЭГа и после частично возвращается в котельную в виде конденсата. Кроме этого, существуют нагрузки для пропарки технологического оборудования и на нагрев сетевой воды на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Расчетная нагрузка котельной составляет 7,61 МВт (6,64 Гкал/ч). Расчетная нагрузка на технологию составляет 1,61 МВт (1,38 Гкал/ч).

В зимнее время нагрузки на отопление и вентиляцию полностью покрываются за счет котлов-утилизаторов ДКС. В летнее время, когда отопительная и вентиляционная нагрузки отсутствуют, котельная обеспечивает только технологическую нагрузку и нагрузку ГВС. В связи с малой летней нагрузкой котлы работают на минимально-допустимом режиме, при этом часть вырабатываемо-

го пара сбрасывается в атмосферу. Это приводит к значительным затратам на топливо, на химводоподготовку и увеличению выбросов  $\text{CO}_2$ .

Для повышения эффективности теплоснабжения рассмотрен вариант замены паровой регенерации на огневую регенерацию. Был рассмотрен метод замены испарителя, использующего пар, на огневую регенерацию в печи. Использование печи огневого подогрева обеспечит более эффективную регенерацию ДЭГа по сравнению с существующей схемой. При этом для обеспечения потребной технологической нагрузки для пропарки резервуаров рекомендуется использовать имеющиеся передвижные паровые установки ППУ 500/0,6 в количестве 2 единиц (давление  $\text{бкгс/см}^2$ , температура не более  $165^\circ\text{C}$ , расход по 500  $\text{кг/ч}$ ). Для нужд отопления, вентиляции и ГВС рекомендуется перевод существующих паровых котлов в водогрейный режим. Для летних нужд ГВС необходимо установить водогрейный котел мощностью не более 500 кВт.

УДК 662.981

## **НЕКОТОРЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА 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, теплообмен, 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.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод и его приложения / Под ред. В.М. 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 621.65

### **ПУТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ- ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД**

*Л.С. Лебедев, А.Ю. Красных, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

Система поддержания пластового давления (ППД) представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Целями воздействия на залежь нефти являются поддержание пластового давления и, что более важно, увеличение конечной нефтеотдачи. В последнем



случае методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его.

В большинстве случаев (для месторождений РФ более 80 %) используется система поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды., около половины всей потребляемой электроэнергии приходится на подъём и перекачку, а более трети из общей массы расходуется на ППД [2].

В условиях, когда вся нефтедобывающая промышленность направлена на увеличение показателей энергосбережения и энергоэффективности, от которых напрямую зависит экономический успех предприятия, приходит понимание необходимости внедрения новых технологий и методов, позволяющих оптимизировать добычу нефти с применением ППД.

Анализ эффективности работы систем ППД показывает, что основные потери электроэнергии распределяются следующим образом [3]: потери в насосе, потери в нагнетательных скважинах, потери в обвязке насосов и водоводах и потери в электродвигателе.

Такие потери связаны, в первую очередь, с неэффективной эксплуатацией насосов в зоне низких КПД, с износом насосов и водоводов, снижением приемистости нагнетательных скважин, изменением режимов закачки.

В работе рассматриваются следующие основные направления снижения энергопотребления [4]:

1. создание и применение максимально эффективных новых насосов, а также повышение эффективности действующих насосов;
2. подбор насосов под параметры сети таким образом, чтобы они работали в зоне максимальных значений КПД;
3. регулирование режимов работы насосов в сети, внедрение автоматических систем управления и контроля;
4. применение эффективных способов регулирования работы насосного оборудования (например, использование частотно-регулируемого привода).

Модернизация всех объектов и приведение их к идеальным условиям работы в краткосрочный период – задача весьма капиталоемкая. В то же время текущие режимы работы насосных установок подвержены изменениям, вследствие чего даже правильно подобранное при проектировании оборудование в реальных условиях работает неэкономично и требует применения альтернативных методов повышения эффективности.

Работы по повышению энергоэффективности объектов должны вестись не только по факту их окончательного выхода из строя с целью замены на новые, но и непосредственно в текущие эксплуатационные периоды за счет постоянного мониторинга, анализа, выявления и устранения тех или иных факторов, препятствующих эффективному использованию оборудования.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сапсальёв Е.В. Оценка эффективности системы ППД путем интерпретации режимов работы скважин // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. XLII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 5(41).

- 2.Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабилов [и др.]. – М.: ГУП Изд «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – Ч. 2. – 380 с.
- 3.Повышение энергоэффективности насосного оборудования в системах ППД./О.Родненко, А.Обозный//Журн. «Нефтегазовая Вертикаль», №12/2012.- С.78-80
- 4.Повышение эффективности применения центробежных насосных агрегатов на объектах подготовки нефти и газа и ППД/О.Н.Александрович, Ю.А.Стрюков, А.В.Ртищев и др.//Журн. “Инженерная практика”,№ 01-02/2017.- С. 23-25.

УДК 621.65

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЭЦН, КАК ФАКТОР ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

*Н.С.Михайлин, Р.А.Майский, УГНТУ, г. Уфа*

В современном мире повышение уровня энергосбережения и энергоэффективности при осуществлении добычи нефти является одной из приоритетных задач, стоящих перед нефтяными компаниями и производителями специального оборудования для механической добычи[1].

Согласно статистике, российские нефтедобывающие компании в основном осуществляют эксплуатацию добывающих скважин в компании с помощью УЭЦН, что составляет примерно 93-95 % всего фонда, и эта доля постоянно увеличивается, и это объясняется тем, что широкий модельный ряд, который позволяет подобрать установку под особенности скважины[2]. Во-вторых, возможность создания высокой депрессии за счет высоких напоров и больших глубин спуска[3]. Для определенной части добывающего фонда этот способ не имеет альтернатив[4].

Полезная мощность установки электроцентробежного насоса составляет в среднем около 20-30%, что приводит к высоким удельным энергозатратам[5].

В ходе анализа ряда показателей работы УЭЦН, было выявлено, что основными узлами потерь электроэнергии являются: электроцентробежный насос (ЭЦН 40-60%), погружной электродвигатель (ПЭД 10-20%) и газосепаратор (ГС 5-10%).

В связи с этим, разработчики и производители данного вида установок ведут активные поиски в области создания энергоэффективных УЭЦН, которые позволят снизить себестоимость добытой нефти за счет снижения затрат на электроэнергию[6].

Существуют следующие методы повышения энергоэффективности УЭЦН:

1. применение ЭЦН увеличенных габаритов. Это обеспечивает улучшение работы всех видов оборудования, и, в частности, снижение затрат электроэнергии на подъем единицы жидкости;
2. уменьшение мощности ПЭД и ЭЦН позволяет снизить потери в кабеле и наземном оборудовании при общем снижении силы тока;
3. увеличение площади сечения силового кабеля. Это приводит к снижению потерь мощности;
4. Применение винтового насоса, дает 30%-ное снижение количества потребляемой всей установкой электроэнергии.

На сегодняшний день все известные российские производители УЭЦН (а это более 15 компаний) выводят на рынок большое количество модификаций энергоэффективных установок. При грамотном подборе, учитывающем особенности скважины и условия добычи, позволяют повысить энергоэффективность до 30% [7]. Таким образом, лишь комплексный подход к снижению энергопотребления позволяет с наибольшей эффективностью и наименьшими потерями осуществлять нефтедобычу.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Авдеева Л.А. О проблемах повышения энергетической эффективности производства // Проблемы и тенденции развития инновационной экономики: международный опыт и российская практика. Сборник научных трудов по материалам II Международной научно-практической конференции. Министерство образования и науки Российской Федерации; ФГБОУ ВПО "Уфимский государственный нефтяной технический университет". 2014. С. 9-12.
- 2 Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров [и др.]. – М.: ГУП Изд «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – Ч. 2. – 380 с.
- 3 Майский Р.А., Савченко Д.А. Автоматизированный контроль и прогнозирование потребления электроэнергии как показатель эффективности учета и расхода энергоресурсов объектов ТЭК // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием. Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. 2017. С. 241-243.
- 4 Сибатуллин Р.Р., Майский Р.А. Обобщенный алгоритм диагностики работы штанговых установок // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 3 (109). С. 69-77.
- 5 Аюпов Д.А., Майский Р.А. Пути оптимизации работы нефтяных скважин с высоким газовым фактором, оборудованных установками электроцентробежных насосов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016. Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 196-199.
- 6 Аюпов Д.А., Майский Р.А. Энергосбережение при разработке нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов // Повышение надежности и энергоэффективности электротехнических систем и комплексов. Межвузовский сборник научных трудов (с международным участием). 2016. С. 536-540.
- 7 Авдеева Л.А., Соловьева И.А., Левкив А.В. Система энергоменеджмента как фактор повышения энергоэффективности нефтяных компаний // Евразийский юридический журнал. 2018. № 2 (117). С. 325-328.

УДК 620.193.92

### **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СТАЦИОНАРНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ В ГРУНТАХ РАЗЛИЧНОЙ ВЛАЖНОСТИ**

*В. В. Мителев, А. Г. Кульбей,*

*Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь*

Известно, что электрохимическая защита (ЭХЗ) подземных металлических трубопроводов может быть осуществлена методом катодной поляризации, т.е. путем смещения потенциала от его стационарного значения в сторону отрицательных значений до величины защитного потенциала, при котором скорость растворения металла не превышает некоторой заданной величины. При этом, в процессе наладки и эксплуатации электрохимической защиты требуется контроль ряда критериев защиты трубопроводов.

Общепризнанным в мировой практике критерием защиты является минимальный защитный потенциал, который принимают равным  $U_{\text{защ. min}} = - 0,85$  В (по медносульфатному электроду сравнения). Этот критерий ввел в практику электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов Роберт Кюн еще в 1928 г. С тех пор уточнение этого критерия для трубопроводов коснулось в основном названия: к нему добавили слово поляризационный. Однако опыт эксплуатации показал, что несмотря на катодную защиту, подземные трубопроводы в местах дефектов изоляционного покрытия имеют коррозионные повреждения. Выяснение причин коррозии катодно защищенных подземных трубопроводов и поиск оптимальных критериев защиты имеют важное значение для обеспечения надёжной и безотказной работы трубопроводов.

В настоящее время многие исследователи занимаются поиском оптимальных критериев защиты подземных металлических сооружений. Необходимость повышения энергоэффективности промышленности заставляет крупнейшие трубопроводные компании изучать данный вопрос.

Исследование изменения стационарного потенциала при сезонных колебаниях влажности во время эксплуатации трубопровода имеет важное значение для определения минимального защитного потенциала.

Почва представляет собой многофакторную коррозионную среду, и необходимо планомерное изучение влияния каждого из внешних факторов на величину защитного потенциала. Это поможет разработать систему общей оценки коррозионной опасности почвы в месте прохождения подземного трубопровода и подобрать оптимальные критерии его защищённости.

Многими исследователями изучалась зависимость скорости коррозии от влажности и других факторов почвенной коррозии, также изучалась зависимость скорости коррозии от стационарного потенциала. Синтез данных исследований позволил сформулировать следующую гипотезу:

*Величина минимального защитного потенциала не является константой, а определяется значением стационарного потенциала трубопровода в конкретных условиях и одним из значимых факторов является влажность почвы.*

Данная гипотеза стала основанием для разработки программы экспериментов по определению зависимости стационарного потенциала от влажности. Данная зависимость позволяет судить об изменении необходимой величины минимального защитного потенциала, при изменении влажности почвы.

В экспериментах была использована модель, так как проводить измерения на действующих трубопроводах невозможно, ввиду их постоянной поляризации токами катодной защиты. Также на действующих трубопроводах сложно повлиять на влажность, которая является переменным внешним фактором.

В результате проделанной работы было изучено влияние влажности на величину стационарного потенциала.

- Было установлено, что при изменении влажности почвы стационарный потенциал может изменяться в широких пределах (0,2 В).

- Анализ полученных данных показал, что максимальное значение стационарного потенциала находится при влажности близкой к пределу водопоглощаемости почвы.

- Рассмотрев максимальные значения стационарного потенциала можно сделать вывод, что для определённых типов грунтов величина минимального защитного потенциала может быть уменьшена.

Для электрохимической защиты подземных сооружений изучение кривых катодной поляризации стали в почвах представляет большой интерес, так как они дают количественные данные о том потенциале, до которого нужно поляризовать трубу для получения требуемой защиты.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Об оценке технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов. Вегера А.И., Липский В.К., Кульбей А.Г., Васильев Г.Г. // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2006. № 3. С. 137-142.
2. Концепция повышения энергоэффективности: новый подход к проектированию электрохимической защиты подземных трубопроводов в районах дальнего востока. А.Р. Бакиров, А.Е. Кутырев // Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск №4. Электрификация и энергоэффективность. М.: Изд-во МГГУ. 2011. - № 4 С. 62-71.
3. В.В. Притула., Подземная коррозия трубопроводов и резервуаров. М.: Акела, 2003, 225 с.

УДК 665.6

### СОВМЕСТИМОСТЬ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО СЕКТОРА С ПЛАНАМИ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

*Р.А. Молчанова, И.В. Новоселов, Г.Р. Закирова, Э.А. Абдуллина, УГНТУ, г Уфа*

Для РФ нефтегазовая рента является важной частью национальной экономики и обеспечивает большую часть экспортных доходов. (*Природная рента- плата за пользование недрами, находящимися в собственности государства и переданными в управление, как правило, частным компаниям на срочной и возмездной основе*).

В соответствии с прогнозами добычи и экспорта российских углеводородов (рисунки 1 и 2) существенно наращиваются объемы добычи природного и попутного нефтяного газа и несколько снижаются объемы нефти.

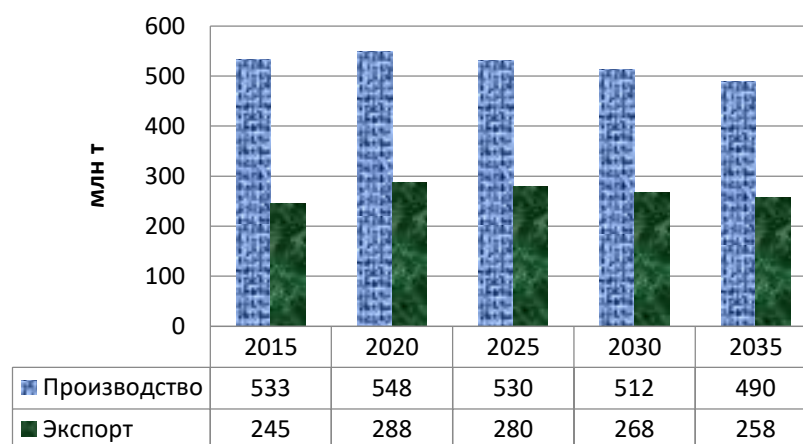


Рисунок 1 - Прогнозы добычи и экспорта нефти в РФ до 2035 г.

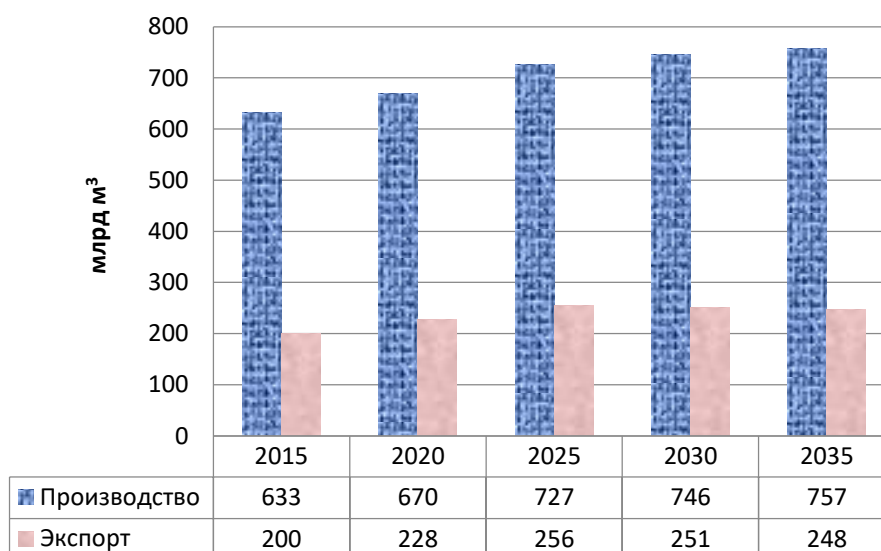


Рисунок 2 - Прогнозы добычи и экспорта природного и попутного нефтяного газа в РФ до 2035 г.

По данным Минэнерго некоторое снижение добычи нефти будет обусловлено снижением добычи на действующих месторождениях и необходимостью обустройства новых шельфовых месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Ввод месторождений с более сложными технологиями на неосвоенных территориях потребует ввода новых энергетических мощностей.

В настоящее время добычу нефти в России осуществляют около 320 организаций, в том числе около 140 компаний, входящих в структуру вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (ВИНК), 180 организаций относятся к числу независимых добывающих компаний, 3 компании работают на условиях соглашений о разделе продукции. В состав ВИНК входят предприятия по добыче, переработке и реализации продуктов переработки нефти.

Около 90% всей добычи нефти в России приходится на восемь ВИНК: «Роснефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз», «Группа Газпром» (включая «Газпром нефть»), «Татнефть», «Башнефть», «Славнефть», «Русс Нефть», на их же нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) в основном нефть и перерабатывается.

Большее количество НПЗ в России принадлежат компании «Роснефть» - девять заводов до вхождения в её состав трех заводов «Башнефти», сейчас - 12. Суммарная мощность заводов «Роснефти» по переработке составляет 103,7 млн т нефтяного сырья. В настоящее время в «Роснефти» принята большая программа по модернизации заводов, направленная на углубление переработки. Комплексная переработка нефти экономически эффективнее узкоспециализированной. Но с увеличением глубины переработки нефти будут непременно возрастать и энергозатраты.



Рисунок 3 - Планы по развитию нефтепереработки в РФ по данным Минэнерго

Рост потребления энергии в ведущих отраслях промышленности РФ неизбежно будет сопровождаться развитием энергетики и, соответственно, ростом выбросов парниковых газов. В сложившейся структуре экономики нефтяная отрасль является основным фактором роста ВВП и планы по удержанию выбросов на текущем уровне в течении 35 лет находятся в прямом противоречии с планами развития страны.

УДК620 (075.8)

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЭС В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

*Р.А. Молчанова, И.В. Новоселов, Г.Р. Закирова, Э.А. Абдуллина, УГНТУ, г Уфа*

В рамках реализации планов Правительства РФ по выполнению Парижского соглашения о сокращении выбросов парниковых газов в Республике Башкортостан в сотрудничестве с компанией «Хевел» принята обширная программа по внедрению солнечных электростанций (СЭС) в южных районах республики, считающихся энергодефицитными.

В настоящее время построены три станции суммарной мощностью 44 МВт компанией «АвеларСолар Технолоджи», дочерней структуры компании «Хевел» - совместного предприятия ГК «Ренова» и «Роснано». В ближайшем будущем планируется также строительство Бурзянской СЭС на 8 МВт.

Необходимость строительства СЭС и эффективность солнечной генерации в условиях РБ рассматривается на основе анализа работы построенных и введенных в эксплуатацию солнечных электростанций.

На основании финансовой отчетности и фактической выработки электроэнергии был выполнен расчет себестоимости и отпускной цены электроэнергии, вырабатываемой Бурибаевской и Бугульчанской СЭС. Расчет экономических показателей работы СЭС приведены в таблице 1. [1, 2]

Таблица 1 – Расчетные показатели экономической эффективности СЭС

| Показатели                                                     | Ед.изм.        | Бурибаевская              | Бугульчанская             |
|----------------------------------------------------------------|----------------|---------------------------|---------------------------|
| Годовая выработка электроэнергии                               | МВт·ч          | 23921,39                  | 16794,19                  |
| Годовые издержки производства                                  | тыс.р.         | <b>504308,09</b>          | <b>379191,19</b>          |
| <b>Себестоимость выработанной электроэнергии</b>               | <b>р/кВт·ч</b> | <b>21,08</b>              | <b>22,58</b>              |
| Стоимость отпущенной электроэнергии                            | тыс.р.         | 504308,09                 | 379191,19                 |
| Чистая прибыль                                                 | тыс.р.         | 178670,86                 | 142561,0583               |
| <b>Срок окупаемости (без учета инфляции)</b>                   | <b>лет</b>     | <b>15,18</b>              | <b>14,27</b>              |
| <b>Дисконтированные показатели</b>                             |                |                           |                           |
| <b>Норма дисконта</b>                                          | <b>доли</b>    | <b>0,108</b>              | <b>0,108</b>              |
| Ставка рефинансирования Банка России                           | %              | 8,5                       | 8,5                       |
| Средний уровень инфляции                                       | %              | 2,52                      | 2,52                      |
| Поправка на риск                                               | %              | 5                         | 5                         |
| <b>Чистый дисконтированный доход (ЧДД)</b>                     | <b>тыс.р.</b>  | <b>-1400589,9</b>         | <b>-1117682,1</b>         |
| Полная выгода в первом году                                    | тыс.р.         | 682978,95                 | 521752,25                 |
| Чистые затраты в первом году                                   | тыс.р.         | 504308,09                 | 379191,19                 |
| <b>Ставка дисконта</b>                                         | <b>доли</b>    | <b>0,108</b>              | <b>0,108</b>              |
| Капитальные затраты                                            | тыс.р.         | 2711631,2                 | 2034255,2                 |
| <b>Индекс доходности (ИД)</b>                                  | <b>доли</b>    | <b>0,52</b>               | <b>0,55</b>               |
| <b>Если ЧДД отрицателен, то ИД &lt; 1, проект неэффективен</b> |                |                           |                           |
| <b>Внутренняя норма рентабельности</b>                         | <b>доли</b>    | <b>0,0112</b>             | <b>0,0191</b>             |
| <b>Ставка дисконта выше нормы рентабельности</b>               |                | <b>10,8 % &gt; 1,12 %</b> | <b>10,8 % &gt; 1,91 %</b> |
| <b>Проекты неэффективны</b>                                    |                |                           |                           |

Результаты экономических расчетов показывают, что при сроке окупаемости в 15 лет (что соответствует сроку службы солнечных батарей) себестоимость электроэнергии солнечных электростанций должна составлять более 20 р/кВт·ч. В действительности по финансовым отчетам компаний текущая себестоимость электроэнергии составляет около 7 р/кВт·ч, а отпускная цена - выше 30 р/кВт·ч.

Это свидетельствует о том, что компании обладают огромными преференциями по налоговому обложению и тарифной политике, позволяющей продавать продукцию в 4,5 раза дороже, чем она стоит компании, и в 10 раз дороже



электроэнергии из традиционных источников генерации. По финансовым отчетам компаний рентабельность производства электроэнергии на данных солнечных электростанциях в 317 % [3].

При анализе работы солнечных электростанций (СЭС) в условиях Республики Башкортостан было выявлено, что выработка электроэнергии на СЭС в условиях РБ имеет ряд существенных недостатков: низкий коэффициент использования установленной мощности, высокая неравномерность производства электроэнергии по сезонам года. На основании сопоставления основных технико-экономических показателей СЭС с традиционным источником электроэнергии (ТЭЦ) делается вывод о неэффективности СЭС при прочих равных условиях. Показано, что рентабельность СЭС искусственно завышается за счет налоговых преференций и тарифной политики.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учебное пособие/ А.А. Бурмистров, В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина и др.; под ред. В.И. Виссарионова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 144 с.: ил.
- 2 Методические указания. Экономика и организация производства [Электронный ресурс] <http://sdamzavas.net/2-34421.html> (дата обращения: 1.09.18).
- 3 Общество с ограниченной ответственностью «Энергоконтракт» <http://energocontract-orenburg.ru> (дата обращения: 1.09.18).

УДК 628.165

### **СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ВОДОПОДГОТОВКИ ДЛЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БАШКОРТОСТАН**

*И.В. Новоселов, Ч.К. Хусаинова, УГНТУ, г. Уфа*

Рассмотрены основные методы водоподготовки, которые используются на объектах теплоэнергетики Республики Башкортостан. Данные показали, что при подготовке воды для котельных, практически монопольное положение занимает одно- и двухступенчатое На-катионирование; их доля, по количеству котельных, составляет 90,9%, на оставшихся 9,1% используется комплексонная обработка. Данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Данные покотельных МУП УИС и БашРТС

| Наименование                        | Ед. изм.          | 1-ст. На-кат. | 2-ст. На-кат. | Комплексоны |
|-------------------------------------|-------------------|---------------|---------------|-------------|
| Количество котельных                | Ед.               | 8             | 42            | 5           |
| Суммарная производительность<br>ХВО | м <sup>3</sup> /ч | 187,1         | 5432,4        | 5           |

На Уфимских ТЭЦ и Кармановской ГРЭС картина выглядит следующим образом. По производительности ХВО обессоливанием для выработки пара высокого давления на паровых котлах, на ионообменный метод приходится 90,1%, на обратный осмос 6,1%, на термический 3,8%. Данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Данные по Уфимским ТЭЦ и Кармановской ГРЭС

| Наименование      | Метод        |      |                |     |             |     |
|-------------------|--------------|------|----------------|-----|-------------|-----|
|                   | Ионообменный |      | Обратный осмос |     | Термический |     |
|                   | т/ч          | %    | т/ч            | %   | т/ч         | %   |
| Уфимские ТЭЦ      | 1200         | 33,5 | 100            | 2,8 | 60,8        | 1,7 |
| Кармановская ГРЭС | 270          | 7,5  | -              | -   | -           | -   |
| Σ                 | 1470         | 90,1 | 100            | 6,1 | 60,8        | 3,8 |

Для проведения технико-экономического обоснования, был проведен сравнительный анализ основных методов умягчения и обессоливания воды.

Для водогрейных котельных были проведены расчеты на основе 3-х методов обработки воды (двухступенчатое Na-катионирование (умягчение); электродиализ и обратный осмос (обессоливание)). Расчеты показывают, что все 3 метода могут обеспечивать требуемое качество воды, и в принципе могут применяться. Результаты расчетов представлены на таблице 3.

Таблица 3 - Расходы на подготовку 1 м³ воды для водогрейной котельной

| Наименование |                                  | Метод   |            |               |                |
|--------------|----------------------------------|---------|------------|---------------|----------------|
|              |                                  | Ед. им. | Умягчение  | Электродиализ | Обратный осмос |
| 1            | Реагенты                         | кг/м³   | NaCl -0,88 | -             | -              |
| 2            | Расход воды на собственные нужды | м³/м³   | 0,013      | 0,158         | 0,05           |
| 3            | Расход электроэнергии            | кВт/м³  | 0,275      | 0,491         | 0,75           |
| 4            | Объем стоков                     | м³/м³   | 0,013      | 0,158         | 0,384          |

Также были проведены расчёты на основе 4-х методов обессоливания (ионообменный, электродиализный, обратный осмос и термический методы) для подготовки воды для выработки пара высокого давления на паровых котлах ТЭЦ. Расчеты показывают, что все 4 метода также обеспечивают требуемое качество воды. Однако электродиализ требует больших энергозатрат, а термический метод, осуществляемый в испарителе мгновенного вскипания (ИМВ), требует предподготовки исходной воды, в виде одноступенчатого Na-катионирования. Результаты расчетов представлены на таблице 4.

Таблица 4 - Расходы на подготовку 1 м³ воды для выработки пара высокого давления на паровых котлах ТЭЦ

| Наименование |                                  | Метод    |                             |               |                |             |
|--------------|----------------------------------|----------|-----------------------------|---------------|----------------|-------------|
|              |                                  | Ед. изм. | Ионный обмен                | Электродиализ | Обратный осмос | ИМВ         |
| 1            | Реагенты                         | кг/м³    | NaOH - 0,20<br>H2SO4 - 0,82 | -             | -              | NaCl - 0,84 |
| 2            | Расход воды на собственные нужды | м³/м³    | 0,188                       | 0,013         | 0,05           | 0,142       |
| 3            | Расход греющего пара             | т/м³     | -                           | -             | -              | 0,096       |
| 4            | Расход электроэнергии            | кВт/м³   | 0,22                        | 2649,0        | 1,03           | 3,0         |
| 5            | Объем стоков                     | м³/м³    | 0,188                       | 0,683         | 0,718          | 0,142       |

Кроме того, показаны достоинства, а также недостатки методов обработки воды в случае использования на котельных и ТЭЦ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Новоселов И.В. Умягчение воды методом На-катионирования[Текст]: учебно-методическое пособие к выполнению расчетно-графической работы / И.В. Новоселов, С.Н. Костарева. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008 – 48 с.
2. Рябчиков Б.Е. Современные методы подготовки воды для промышленного и бытового использования [Текст]: учебник / Б.Е. Рябчиков. - М.: ДеЛипринт, 2004 - 328 с.

УДК 665.61

## ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКА ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ

*А.Г. Палаев, Э.Р. Джемилёв, С.И. Чипура,*

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург*

Ультразвук нашел широкое применение в нефтегазовой отрасли.

К числу направлений его использования относятся процессы добычи нефти, при которых ультразвуковое воздействие на призабойную зону пласта дает возможность обеспечить улучшение проницаемости пласта.

Также ультразвук при добыче нефти позволяет снизить ее вязкость по аналогии с процессом ее нагревания. В работах [1,2] при 25°C наблюдался эффект снижения вязкости нефти, подобный эффекту, получаемому при ее нагреве до 40-45°C.

Авторы работы [3] делят процесс ультразвукового воздействия на пластовую нефть на два этапа. Первый этап заключается в снижении вязкости пластовой нефти, а второй связан с процессом осаждения тяжелой фракции, содержащейся в нефти, ввиду перераспределения термодинамического равновесия между легкими и тяжелыми фракциями нефти. В сумме оба этапа влияют на дебит скважины.

Для акустического воздействия на пластовую нефть применяется ультразвуковое оборудование, снабженное магнитострикционными и пьезоэлектрическими преобразователями. Варианты таких установок были разработаны авторами работ [4, 5].

Ультразвук также возможно использовать в процессах обезвоживания и обессоливания нефти. Авторы работы [6] используют для этих процессов установку, состоящую из ультразвукового излучателя и ряда вспомогательных систем. При этом наблюдался эффект так называемой «низкотемпературной перегонки», что дает возможность удалить из нефти тяжелые примеси, соли и серу.

Применительно к трубопроводному транспорту нефти уменьшение вязкости транспортируемых углеводородов приводит к меньшим затратам электроэнергии при перекачке жидкости.

В данной работе исследуется ультразвуковая обработка двух сортов нефти, добытых на территории Республики Беларусь (плотностью 850 кг/м<sup>3</sup> и 920 кг/м<sup>3</sup>).

Целью исследования являлось показать большую эффективность ультразвуковой обработки нефти по уменьшению вязкости по сравнению с температурной обработкой, а также сравнить результаты такой обработки для марок нефти различной плотности.

Рассматривалось воздействие ультразвуком в течение 30 секунд и 1 минуты.

По результатам эксперимента был сделан следующий вывод. При ультразвуковой обработке жидких углеводородов происходит не только уменьшение вязкости, но и нагрев. Причём величина нагрева зависит от плотности нефти: чем более тяжёлая нефть, тем больше нагрев. Это может быть объяснено механизмом уменьшения вязкости при ультразвуковом воздействии.

Чем более тяжёлая, тем больше длинных и разветвлённых молекул она содержит. При ультразвуковом воздействии происходит разрыв разветвлённых молекул, что сопровождается выделением тепла (процесс экзотермический). Поэтому чем больше разветвлённых молекул в нефти, тем выше нагрев при обработке ультразвуком.

При этом также важно отметить, что для тяжёлых сортов нефти ультразвуковое воздействие более эффективное, чем для лёгких сортов, причём при увеличении времени обработки в 2 раза (с 30 секунд до 1 минуты) эффективность возросла примерно также в 2 раза.

Для лёгких сортов нефти эффективность уменьшения вязкости меньше, чем для тяжёлых сортов, однако выше по сравнению с температурной обработкой. Стоит также учесть, что эффект обработки ультразвуком сохраняется до двух суток, что выше длительности эффекта температурной обработки.

Таким образом, обработка нефти ультразвуковым воздействием является перспективным методом регулирования её реологических свойств при транспорте по трубопроводам.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Владимиров А.И. Разработка волновой технологии и оборудования для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов // Учётный номер в БД источника 022000500271. № гос. регистрации-01200307565. 2005. С.146.
2. Прачкин В.Г., Галютдинов А.Г. Волновые технологии интенсификации добычи нефти // Нефтегазовое дело. – 2015. № 5. С. 215-235.
3. Максимов Г.А., Радченко А.В. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины // Техническая акустика. – 2003. Т. 3, Вып. № 3. С. 1-16;.
4. Mullakaev M.S., Abramov V.O., Pechkov A.A. Ultrasonic unit for restoring oil wells. Chemical and Petroleum Engineering. 2009. Vol. 45. P. 133-137;
5. Абрамов В.О., Муллакаев М.С., Есипов И.Б., Прокопцев В.О. Ультразвуковой комплекс на основе пьезокерамических излучателей и технология восстановления дебита нефтяных скважин // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2013. № 2. С. 45-54;
6. Олейник Л.Н., Птушко А.В. Влияние ультразвука на процесс обезвоживания и обезсоливания нефти // Динамика систем, механизмов и машин. – 2012. – № 3. – С. 212-214;
7. Верховых А. А., Вахитова А. К., Елпидинский А. А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник технологического университета. Т.19, № 8 – 2016. – С. 37-42.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

*Е.А. Семенова, УГНТУ, г. Уфа*

Крупнейшие газовые месторождения в настоящее время переходят в стадию падающей добычи, при этом число новых технологических участков магистральных газопроводов растет. В связи с этим возникает необходимость повышения энергоэффективности работы компрессорной станции (КС) за счёт снижения затрат энергоресурсов.

Целью научно-исследовательской работы является разработка и обоснование методов повышения энергоэффективности работы оборудования компрессорной станции.

В качестве топлива для газоперекачивающих агрегатов используется перекачиваемый природный газ. В то же время на КС имеется избыточное количество энергоресурсов, которые можно эффективно утилизировать и использовать по следующим направлениям:

- система тепловодоснабжения;
  - подогрев воздуха, подаваемого в камеру сгорания газотурбинной установки;
  - подогрев топливного и пускового газа;
  - подогрев воздуха для отопления производственных помещений.
- Основными направлениями экономии газа на КС являются:
- реконструкция (модернизация) технологического оборудования;
  - оптимизация технологических режимов работы компрессорного цеха (КЦ);
  - поддержание энергетической эффективности агрегатов и оборудования на нормативном уровне при проведении ремонтных (регламентных) работ;
  - использование сжигаемого газа при плановых остановках технологических линий;
  - использование ВЭР.

Большую часть по количеству и энергоемкости на КС составляют ВЭР газотурбинных установок – выбрасываемые в атмосферу дымовые газы. Если отказаться от сжигания газа, например, при подогреве топливного и пускового газа, а нагрев осуществлять за счет утилизированной теплоты отходящих дымовых газов, это приведет к значительному снижению потребления природного газа на собственные нужды.

Количество утилизированной теплоты достаточно для использования его не только в качестве горячего водоснабжения, но и для других целей, в том числе для подогрева топливного, импульсного и пускового газа, а также производства электроэнергии.

Реализация энергосберегающих мероприятий и повышение эффективности работы КС окажут значительное влияние на уменьшение выбросов в атмосферу парниковых газов, позволят снизить затраты топливного газа и обеспечат экономию средств на электроэнергию.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Поршаков Б. П., Лапатин А. С. Повышение эффективности эксплуатации энергопри-  
вода компрессорных станций. – М.: Недра, 1992. – 208 с.
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. №1715-р. Об  
Энергетической стратегии России на период до 2030 года // Собрание законодательства РФ. -  
2009. - №48. - ст.5836. - 103 с.
3. Казак А.С. Обоснование оптимальных вариантов развития и реконструкции газо-  
транспортных систем в условиях неопределенности: монография / А.С. Казак, В.В. Русакова,  
И.Б. Кудрявцев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 188 с.
4. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов /  
А.Н. Козаченко. – М.: Нефть и газ, 1999. – 463 с.

УДК 625.12

## ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

*С.А. Сидоров, АО «Гипротрубопровод», г. Уфа*

Использование динамических источников бесперебойного питания (ДИБП) для электроснабжения потребителей особой группы первой категории электроснабжения позволит повысить основные показатели энергосбережения, энергетической эффективности и экономических показателей в трубопроводном транспорте.

В данной научно-технической работе выполнено технико-экономическое сравнение конструкции и характеристик статических (СИБП) и динамических источников бесперебойного питания (таблица 1), приведена экологическая характеристика использования ДИБП в трубопроводном транспорте нефти [1-3].

Таблица 1 – Сравнение характеристик статических и динамических ИБП

| Характеристики                                               | Динамический ИБП |      |      |      |      | Статический ИБП |      |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------|------------------|------|------|------|------|-----------------|------|------|------|------|
| Мощность, МВт                                                | 0,56             | 1    | 1,5  | 1,8  | 2,25 | 0,5             | 1    | 1,5  | 2    | 2,5  |
| Занимаемый объ-<br>ем, м <sup>3</sup>                        | 12,2             | 18,6 | 18,6 | 34   | 42   | 10,2            | 20,4 | 30,6 | 40,8 | 51   |
| Вес, т                                                       | 11               | 17   | 20   | 28   | 34   | 8,94            | 17,8 | 26,8 | 35,7 | 44,7 |
| КПД при 100%<br>нагрузке, %                                  | 95,5             | 96   | 96,4 | 96,3 | 96,3 | 96,2            | 96,2 | 96,4 | 96,4 | 96,4 |
| Теплопотери, кВт                                             | 41               | 78   | 110  | 135  | 145  | 20              | 40   | 60   | 80   | 100  |
| Время автономной<br>работы до запуска<br>ДГУ, с              | 26               | 14   | 13   | 15   | 16   | 900             | 700  | 500  | 400  | 300  |
| Интервал капи-<br>тального обслу-<br>живания системы,<br>лет | 10 лет           |      |      |      |      | 3-6 лет         |      |      |      |      |
| Срок службы, лет                                             | 30 лет           |      |      |      |      | 10-20 лет       |      |      |      |      |
| Цена, млн. руб.                                              | 18,9             | 34,3 | 43,1 | 59,8 | 71,3 | 16,7            | 29,7 | 44,0 | 59,5 | 86,8 |

В работе проведен расчет экономической эффективности использования динамических источников бесперебойного питания (рисунок 1). Из рисунка видно, что в период эксплуатации до 5 лет величина эксплуатационных расходов для ДИБП выше на 52 %. В эксплуатационные расходы в этот период входят тепловые потери ДИБП, затраты на вентиляцию и обслуживание для ДИБП,

тепловые потери СИБП, затраты на кондиционирование и обслуживание ДГУ для СИБП.

На 5 год эксплуатации статического ИБП в эксплуатационные расходы входят затраты на замену батарейного массива, это влечет за собой рост операционных расходов на 620%. Замена электролитических конденсаторов увеличивает эксплуатационные расходы на эксплуатацию СИБП на 218 %.

По истечению 11 лет проводится капитальный ремонт ДИБП, при этом величина эксплуатационных расходов в этот момент возрастает только на 120 %. Итого разница в стоимости и величине эксплуатационных расходов в 7,17 млн. руб. окупается для ДИБП за 5 лет, а за 11 лет эксплуатации экономия составит 34,1 млн. руб.

В работе отмечены преимущества эксплуатации ДИБП:

- отсутствие необходимости в постоянном контроле за состоянием аккумуляторных батарей, а также их регулярной замены;
- возможность резервирования как низкого (0,4 кВ), так и среднего (6-10 кВ) напряжения;
- электрическая машина мотор/генератор поглощает высшие гармоники, реактивные и пусковые токи нагрузки.
- стабилизация выходного напряжения в широком диапазоне отклонений входного напряжения;
- устойчивость к помехам на входе и выходе, например, токам КЗ;
- резервирование большой мощности нагрузки (более 1 мВт).

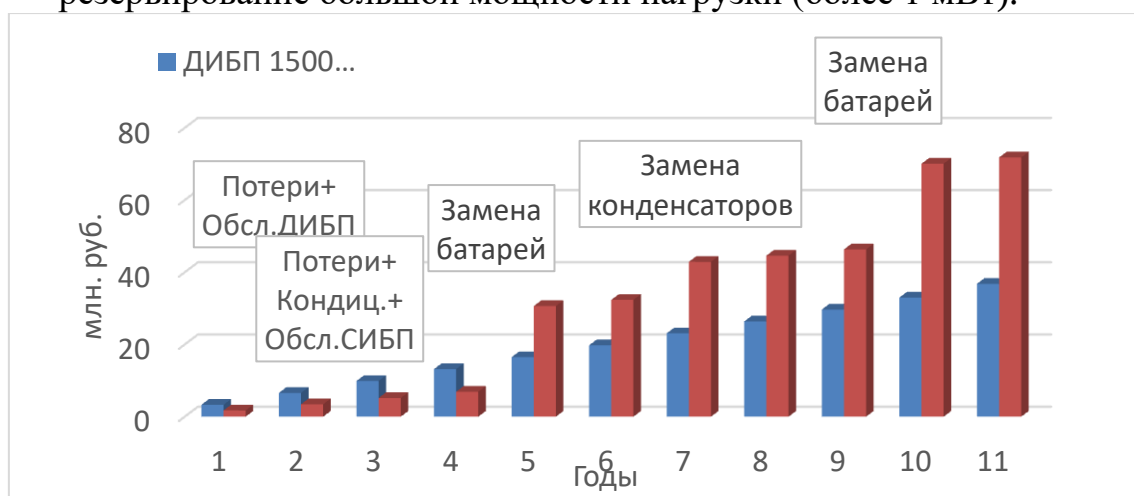


Рисунок 1 – Сравнение эксплуатационных расходов

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Источники бесперебойного питания: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.schneider-electric.ru/ru>. (Дата обращения: 22.01.2019).
2. Дизельные ДИБП: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.wattstream.com/ups/static/piller/>. (Дата обращения: 22.01.2019).
3. Дизельные электростанции: [Электронный ресурс]. URL: <https://nhs.ru/products/dgu/>. (Дата обращения: 22.01.2019).

Альтернативная энергетика используется в основном в тех странах, где наблюдается отсутствие традиционных ресурсов и куда возможен импорт органического топлива по очень высокой цене (рисунок 1).

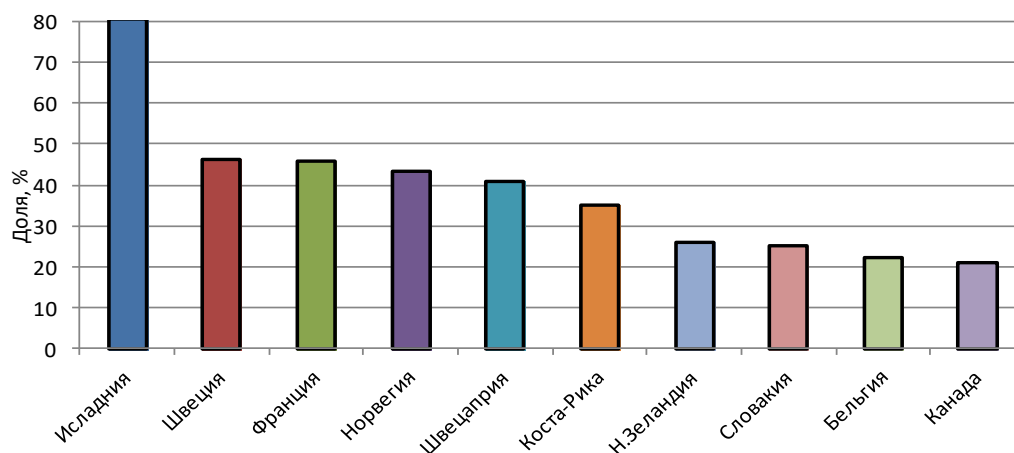


Рисунок 1 – Топ-10 стран мира с чистой энергетикой

Согласно последним данным Международного энергетического агентства, доля «зеленых» источников в общем производстве стабильно растет (рисунок 2). На конец 2018 г. их доля в мире составляет в среднем 24,7% с учетом гидроэнергетики. Перспективное развитие структуры мировой энергетики прогнозирует долю возобновляемых источников на уровне 32% к 2035 г.

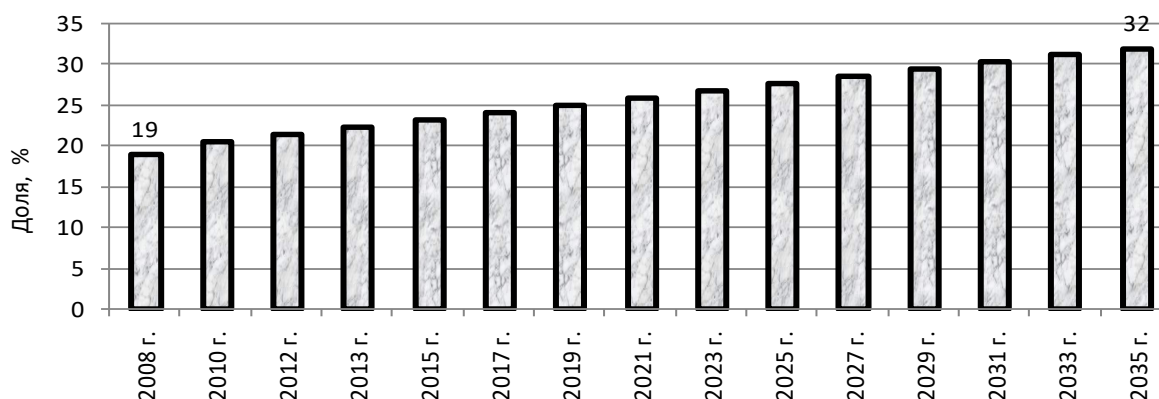


Рисунок 2 – Вес «зеленых» источников в энергобалансе мира

Еще в 2006 г. уже 45 стран ввели у себя «зеленые тарифы», а к 2018 г. к ним присоединились еще 80 государств. К середине 2015 г. (Международное агентство по возобновляемой энергии IRENA) уже 164 страны мира приняли те или иные национальные цели по развитию возобновляемой энергетики. Помимо сокращения выбросов парниковых газов и обеспечения энергетической безопасности возобновляемые источники энергии имеют ряд позитивных социально-экономических «сопутствующих эффектов».

Так, согласно докладу IRENA «Преимущества возобновляемой энергетики: оценка экономического эффекта» от 2016 года двукратный рост к 2030 году



доли ВИЭ в мировом энергетическом балансе увеличит глобальный ВВП на 1,1% (примерно \$1,3 трлн), благосостояние на 3,7%, а занятость в секторе возобновляемой энергетики – на ежегодные 6%.

Рабочие места – ключевой фактор развития экономики и общества: они не только обеспечивают население средствами к существованию и благосостоянию, но служат инструментом решения более широких социальных задач – сокращения бедности, сплочения общества, повышения квалификации, укрепления гендерного равноправия и повышения стабильности в постконфликтных сообществах. Поэтому создание возможностей для трудоустройства – необходимый и приоритетный компонент устойчивого низкоуглеродного развития.

Энергетический сектор традиционно является крупным работодателем. В сфере ВИЭ заняты 7,7 млн человек (не считая еще 1,5 млн работников крупной гидроэнергетики). Новые рабочие места на объектах ВИЭ компенсируют и прекроют потери рабочих мест в области ископаемой энергетики.

По расчетам экспертов UCS, меры по повышению доли ВИЭ в энергобалансе до 32% к 2035 году привлекут в чистую энергетику 294 млрд.\$ новых капиталовложений. Кроме того, такие меры могут принести 13,5 млрд.\$ дохода владельцам земельных участков, занятых под выращивание биомассы или размещение ветроэнергетических установок, и 11,5\$ налоговых отчислений в бюджеты местных сообществ – в основном сельских. Таким образом, проекты в области ВИЭ побуждают инвестировать внутри местной экономики, и в большинстве штатов производство возобновляемого электричества может уменьшить необходимость в расходовании средств на импорт угля и природного газа из других регионов. Экономия на счетах за электричество и расходах на природный газ должна составить от 64,3 млрд.\$ и до 95,5 млрд.\$ к 2030 году.

Общий объем инвестиций в возобновляемую энергетику в мире в 2015 году составил 286 млрд.\$ (ископаемые источники энергии - 130 млрд.\$).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Смородова О.В., Костарева С.Н., Кузнецова Е.В. Возобновляемая энергетика. Страны мира. Экономические аспекты//Уфа, 2019. 79 С.
2. Самигуллина Э.Н., Костарева С.Н. Проблемы внедрения и перспективы развития солнечной энергетики в Республике Башкортостан//В книге: Трубопроводный транспорт - 2017 Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции. 2017. С. 374-375.

УДК 332.8, 697.148

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ**

*О.В.Смородова, Е.В. Кузнецова, Г.Р. Турумтаев, УГНТУ, г. Уфа*

Данная тема является актуальной, так как в настоящее время существует проблема повышенных тепловых потерь через наружные ограждения объектов промышленного назначения. Это вызывает увеличение затрат на оплату тепловой энергии для теплоснабжения здания и негативно влияет на микроклимат помещений. Применение инновационного теплоизоляционного материала в качестве утеплителя может стать решением данной проблемы, так как способно

снизить эксплуатационные затраты по объекту и обеспечить оптимальные параметры микроклимата внутри производственного помещения.

В качестве высокоэффективного теплоизоляционного материала промышленных объектов авторы предлагают использовать аэрогель, который представляет собой материал, полученный путем извлечения жидкой фазы геля путём сверхкритической сушки. Сверхкритическая сушка это процесс высушивания вещества при температуре и давлении, превышающих критические для данного вещества.

Аэрогель является уникальным материалом: процент полости занимает 90-99% от общего объема, плотность в зависимости от вида аэрогеля (кварцевый, углеродистый, глиноземный) начинается от 1,9 кг/м<sup>3</sup>, является экологически чистым материалом, долговечен, способен выдержать нагрузку, превосходящую его вес в 2000 раз [1].

Рассматриваемым объектом является промышленный цех высотой 6 м, расположенный в городе Уфа с площадью поверхности, на которую необходимо произвести монтаж теплоизоляции, 585,6 м<sup>2</sup> и ограждающей конструкцией, состоящей из железобетонных панелей, теплоизоляции, профлиста [2].

По результатам теплотехнического расчета с параметрами для г. Уфа согласно СП 50.13330.2012 необходимая толщина аэрогеля составит 3,9 см, что намного меньше по сравнению с пенополистиролом. Необходимая толщина слоя пенополистирола составляет 14,6 см. При заданной толщине теплоизоляционного материала среднерыночная стоимость за 1 м<sup>2</sup> пенополистирола составит 1204 рубля, за 1 м<sup>2</sup> аэрогеля – 1454 рубля [3]. Однако, увеличение стоимости утепления, произведенного из аэрогеля, по сравнению со стоимостью пенополистирольного покрытия компенсируется характеристиками, указанными выше. Особенно положительно влияет на эффективность применения аэрогеля по сравнению с другими утеплителями и, как в данном проекте, с пенополистиролом, его долговечность, которая практически сопоставима со сроками эксплуатации объекта недвижимости, что обеспечивает отсутствие потребности в капитальном ремонте теплоизоляции здания и значительно сокращает инвестиции в промышленный объект в процессе его эксплуатации [4].

На сегодняшний день в России недостаточно развито производство аэрогеля, но авторы считают, что его ждет большое будущее во всех сферах науки, промышленности и жизнедеятельности человека [5]. Аэрогель может быть использован не только в качестве теплоизоляции, но и может быть применен в других областях производства от очистки воды до удаления остатков тяжелых металлов из продуктов органического синтеза, изготовления стёкол, использования в подушках безопасности [6]. Возможно вторичное использование аэрогеля по истечению срока службы.

Вывод: По мнению авторов, применение рассматриваемого материала поможет повысить энергетическую эффективность систем теплоснабжения и обеспечить создание комфортных условий в зданиях различного назначения, снизить расходы за отопление и электроэнергию, сохранять здоровье сотрудников. Помимо этого, пропадет необходимость выделения денежных средств на

капитальный ремонт теплоизоляции объекта недвижимости, так как срок эксплуатации теплоизоляции из аэрогеля равняется сроку эксплуатации самого здания.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кузнецова Е.В. Экономическое обоснование применения современных теплоизоляционных материалов в строительной отрасли / Е.В. Кузнецова, Г.Р. Турумтаев, Д.В. Христолюбова // Евразийский юридический журнал. – 2018. - № 11. – С. 393-394
2. Китаев С.В. Восстановление зависимостей взаимосвязи параметров внешней газовой среды предприятий нефтепереработки / С.В. Китаев, О.В. Смородова, Е.В. Кузнецова // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2016. - № 6. – С. 121-137
3. Гельман А.А. Инновационные подходы к снижению совокупных затрат на инфраструктурные объекты предприятий топливно-энергетического комплекса / А.А. Гельман, Е.В. Кузнецова // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. – Тюмень, 2017. – С. 97-100
4. Исмагилов С.А. Теория и практика сметного ценообразования в строительстве / С.А. Исмагилов, Е.В. Кузнецова. – Уфа: Изд-во Уфимского гос. нефтяного технического ун-та, 2007 – 85 с.
5. Кузнецова Е.В. Концептуальные основы инжиниринга качества / Е.В. Кузнецова, А.А. Шаймарданова, А.С. Болгова // Современные тенденции в экономике и финансах: сборник научных трудов по материалам IV Всероссийской заочной научно-практической интернет-конференции. – Уфа, 2014. С. 109-111
6. Зенцов В.Н. Решения по энергосбережению при изменении конструктивных решений объектов водоснабжения и водоотведения / В.Н. Зенцов, М.В. Асташина, Е.В. Кузнецова, В.А. Хайруллин // Интернет- журнал науковедение. – 2016 - Том 8 - № 3 – С. 28

УДК 621.643

#### **НАЛАДКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЛОЩАДКИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

*К.И. Снегирев, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

В работе рассматриваются мероприятия по наладке тепловой сети площадки управления после реконструкции системы теплоснабжения и введения в эксплуатацию блочной котельной «Импульс» в 2014 году. Установленная мощность котельной – 7 МВт, рассчитанная на покрытие нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения 7 зданий, расположенных на территории объекта.

Расчетная температура наружного воздуха для работы системы отопления и вентиляции в зимний период  $-33^{\circ}\text{C}$ , теплоноситель – вода по температурному графику 95/70  $^{\circ}\text{C}$ . Приготовление воды для системы ГВС предусмотрено в ИТП каждого потребителя. В котельной предусмотрено качественное регулирование в соответствии с отопительным графиком, в зависимости от температуры наружного воздуха. Предусматривается автоматизация основного и вспомогательного оборудования.

Основные предпосылки для проведения работ по наладке тепловых сетей:

- неравномерное распределение тепла между потребителями;
- повышенный расход теплоносителя в системе теплоснабжения;
- неэффективная работа насосного оборудования;
- значительное повышение температуры в обратном трубопроводе.

При несовпадении расчётной и фактической тепловой нагрузки по системе отопления применяется метод регулирования тепловых потоков дроссельными шайбами и регуляторами перепада давления.

Шайбирование тепловых сетей производится с целью распределить потоки теплоносителя между потребителями в соответствии с их потребностями. Без регулирования горячая вода от источника тепла большей частью поступает в здания, находящиеся вблизи котельной. Одним из самых главных плюсов дроссельных шайб является их цена и простота в установке, как результат, снижение расхода сетевой воды за счёт уменьшения скорости её циркуляции и, как следствие, возможность установки насосного оборудования с менее мощными электродвигателями, минусом – нужный результат будет достигнут не с первого раза.

Любая отопительная схема функционирует при определенных значениях напора и температуры теплоносителя, которые рассчитываются еще на этапе ее проектирования. Однако в процессе эксплуатации возможны ситуации, когда перепад давления в системе отопления отклоняется от нормативного уровня в большую или меньшую сторону и, как правило, требует корректирования для обеспечения эффективности, а в ряде случаев и безопасности. Именно для этого используются регуляторы перепада давления. Очень важное достоинство у данного дросселирующего устройства, это простота настройки и регулирования отопительной системы, а также снижение риска гидроудара. Главный минус у регуляторов перепада давления – цена и трудность монтажа в систему отопления.

В результате наладки создаются необходимые условия для работы системы отопления, приточной вентиляции, горячего водоснабжения и повышаются технико-экономические показатели системы теплоснабжения.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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. Колоколова Е.А., Бурдыгина Е.В. Возможность применения солнечного коллектора для горячего водоснабжения // Трубопроводный транспорт - 2013 Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 353.

УДК 62-69

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МНОГОКВАРТИРНОГО ДОМА

*Ю.В. Токаренко, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

В работе рассматривается проектирование системы теплоснабжения многоквартирного дома в г. Уфа с централизованной системой теплоснабжения.

Отопление – это искусственный обогрев помещений в холодный период года с целью возмещения в них теплопотерь и поддержания на заданном уровне температуры.

Наиболее широкое применение в гражданском строительстве нашло три типа систем водяного отопления: вертикальные одноконтурные, вертикальные двухконтурные

ные и горизонтальные двухтрубные системы. Анализ этих систем показывает, что каждая из этих систем обладает как своими достоинствами, так и своими, недостатками.

В последнее время, предпочтение отдается горизонтальным двухтрубным системам отопления, это связано с тем, что эти системы оптимальны с точки зрения теплотехники и гидродинамики. Зона их применения – от одного этажа до максимума, ограниченного прочностью элементов системы. Эти системы наиболее экономичны и наименее уязвимы в случае несанкционированной реконструкции, а также обладают эстетическими и другими достоинствами. Одно из них – возможность индивидуального учета расходования тепловой энергии.

По конструктивному исполнению горизонтальные двухтрубные системы отопления, подразделяются на: тупиковые; с попутным движением воды; коллекторные.

В тупиковой системе каждый последующий радиатор по ходу движения воды находится дальше от котла, и имеет больший циркуляционный контур, вследствие чего усложняется регулировка такой системы.

При использовании схемы с попутным движением воды все циркуляционные контуры равны, это облегчает регулировку системы. Недостатком является то, что расход трубы будет больше чем в тупиковой системе, следовательно, затраты на материалы и монтаж увеличатся.

В системе с коллекторным распределением все радиаторы будут прогреваться одинаково, однако вследствие того, что каждый радиатор подключается к распределительному коллектору отдельно, расход труб в такой системе самый большой.

В комплектацию двухтрубной системы обязательно должны входить циркуляционный насос и мембранный расширительный бак. Без этих элементов безопасная работа отопления невозможна. Также устанавливаются измерительные приборы – манометры и термометры.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
2. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата.
3. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий.
4. Федосеева Е.А., Бурдыгина Е.В. Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Энергетические системы обеспечения жизнедеятельности человека». – Уфа: УГНТУ, 2018
5. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

УДК 544.421

### **ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ**

*А.Ю. Трофимов, Е.В. Бурдыгина, А.Н. Ардеева, Э.И. Галина,  
УГНТУ, г. Уфа*

В производственных установках ведение технологических процессов зачастую связано с высокотемпературным режимом. Использование в качестве греющего теплоносителя горячей воды не представляется возможным из-за необходимости поддержания высокого давления. Альтернативным теплоносителем

лем в этом случае являются высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) с диапазоном рабочих температур до +450°C.

При конденсации паров высокотемпературных органических теплоносителей-ВОТ можно достичь более высокого уровня температур, чем при конденсации насыщенного водяного пара. Возможность получения высоких рабочих температур при низких давлениях является основным преимуществом ВОТ. С помощью ВОТ к нагреваемой системе можно подводить теплоту при температуре 258 °С и нормальном атмосферном давлении. В случае же применения в качестве теплоносителя насыщенного водяного пара та же температура может быть достигнута лишь при давлении пара, равном 4,6 МПа.

Было проведено исследование работы контура ВОТ на одном из объектов ПАО Сибур.

Обогрев технологического оборудования производства осуществляется с использованием двухконтурной схемы, которая позволяет поддерживать различные температурные режимы на каждом отдельно взятом технологическом аппарате и состоит из первичного контура и системы вторичных контуров, получающих тепловую энергию от первичного контура. В качестве основного теплоносителя используется Терминол-66, который при рабочих условиях находится в жидкой фазе.

Химический состав Терминола-66 был тщательно подобран с целью минимизации низкокипящих продуктов разложения и исключения образования нерастворимых высококипящих продуктов, ведущих к образованию отложений. Терминол-66 является термически стабильной синтетической органической жидкостью для теплопереноса с низким уровнем образования осадка и коксования в системе, отличающейся дешевым обслуживанием и долговечностью в интервале рабочих температур. В таблице 1 приведены основные теплофизические свойства терминола-66.

Таблица 1 – Теплофизические свойств Терминола 66

| Температура, °С | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Теплопроводность, Вт/(м·К) | Теплоемкость, кДж/(кг·К) | Вязкость            |                                   |
|-----------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------|-----------------------------------|
|                 |                              |                            |                          | динамическая, мПа·с | кинематическая, мм/с <sup>2</sup> |
| 290             | 816.6                        | 0.096                      | 2.531                    | 0.44                | 0.54                              |
| 300             | 808.5                        | 0.095                      | 2.569                    | 0.41                | 0.51                              |
| 310             | 800.3                        | 0.093                      | 2.608                    | 0.39                | 0.49                              |
| 320             | 792.0                        | 0.092                      | 2.647                    | 0.37                | 0.47                              |
| 330             | 783.5                        | 0.091                      | 2.686                    | 0.35                | 0.45                              |
| 340             | 774.8                        | 0.089                      | 2.726                    | 0.34                | 0.43                              |
| 350             | 765.9                        | 0.088                      | 2.766                    | 0.32                | 0.42                              |

Терминол-66, используемый в печах, был внесен в работу в 2003 году, при этом температура теплоносителя на выходе из печей поддерживается регуляторами температуры в пределах 315 – 330 °С. При проведении обработки измерений, выявляется несоответствие в балансе, к которому привели измененные со временем значения теплоемкости теплоносителя. На данный момент теплоноситель в печах имеет теплоемкость 1,494 кДж/(кг·К), имея при данных

температурах стандартные значения 2,56 кДж/(кг·К) , т. Е. значения отличаются практически в 2 раза.

Для ВОТ характерно ухудшению эксплуатационных свойств с течением времени. Это главным связано стермодеструкцией и приводит к увеличению вязкости, ухудшению теплообменных свойств и закоксовыванию поверхностей нагрева. Такое изменение свойств характерно при работе теплоносителя в диапазоне температур, близких к предельным. Работа терминола в контуре нагрева не достигает предельных значений, однако в печах нагрева температура пограничного слоя около стенки близка к предельной.

Фактический расход теплоносителя в первичном контуре составляет 50,695 кг/с. При приведении теплостойкости ВОТ к паспортному значению можно ожидать снижение его расхода до 29,639 кг/с. В этом случае необходимо установить ЧРП на существующий насос. Техничко-экономическое обоснование данного мероприятия приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Обоснование установки ЧРП

| № п/п | Наименование мероприятия                   | Затраты, тыс.р | Экономия, тыс.р./год | Срок окупаемости, лет |
|-------|--------------------------------------------|----------------|----------------------|-----------------------|
| 1     | Установка ЧРП на насосы первичного контура | 1393,4         | 1060                 | 1,5                   |

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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. Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В., Смородова О.В., Сулейманов А.М. Тепловой расчет котельного агрегата. Учебное пособие: УГНТУ, 2007 – 106 с.
3. Кунсбаев У.А., Трофимов А.Ю. Модернизация водогрейной котельной // Трубопроводный транспорт-2016.- С. 368-369.

УДК 62-683

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

*Д.Ф. Уразаева, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа*

В связи с принятием закона об энергосбережении ФЗ №261 встает вопрос о повышении эффективности транспортировки природного газа [1].

Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается компрессорными станциями (КС) [2]. Основным энергопотребляющим оборудованием КС являются газоперекачивающие агрегаты и аппараты воздушного охлаждения газа (АВО) [3]. Снижение температуры газа необходимо для повышения пропускной способности газопроводов за счет увеличения плотности перекачиваемого газа, а также для обеспечения надежности линейной части газопровода и снижения энергетических затрат на транспорт природного газа.

АВО стало неотъемлемой частью КС. Аппараты воздушного охлаждения являются решением для целого ряда актуальных народнохозяйственных задач: уменьшение водопотребления на технические нужды, сохранение среды обитания, уменьшение засаливания почв и загрязнения водоемов, оптимальное раз-

витие и размещение технологических установок и производств, а также сокращение потерь нефтепродуктов.

Существуют различные способы повышения эффективности транспортировки природного газа по магистральным газопроводам за счет эффективной работы системы охлаждения. В данной работе рассмотрен способ повышения эффективности системы охлаждения компрессорной станции за счет применения турбодетандеров для охлаждения газа.

Турбодетандерная установка предназначена для расширения газа с целью его дальнейшего охлаждения. Турбодетандер осуществляет низкотемпературную обработку газа в промышленных установках, принимает непосредственное участие в сжижении газа и разделении многокомпонентных газовых смесей [4].

В состав установки входят: корпус, ротор, сопловой регулируемый аппарат и направляющий аппарат, оборудованный поворотными механизмами.

Принцип действия заключается в том, что газ или сжиженная газовая смесь проходит через отверстия неподвижных направляющих каналов, совершающих функции сопел. Потенциальная энергия газа частично преобразуется в кинетическую, вследствие чего в действие приводятся вращающиеся лопаточные каналы ротора. В связи с резким расширением газа происходит падение давления, в результате чего ротором совершается механическая работа с одновременным интенсивным охлаждением газового потока. Одновременно с ротором вращается колесо компрессора, насаженное на него.

В настоящий момент турбодетандерные установки применяются на дожимных компрессорных станциях, где требуется более низкая температура природного газа, поступающего в магистральный газопровод.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
3. Сыромятникова, К.О. Анализ эффективности потребления природного газа на примере подразделений ОАО «Газпром» / К.О. Сыромятникова, Е.А. Колоколова, О.В. Смородова, А.Ю. Трофимов // Трубопроводный транспорт – 2006: тезисы докладов учебно-научно-практической конференции. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – С. 191-192.
4. Применение турбодетандерных установок на газораспределительных станциях. [Электронный ресурс]. <http://neftegas.info/tng/12-2016/primenenie-turbodetandernykh-ustanovok-na-gazoraspredeletelnykh-stantsiyakh/> (дата обращения: 18.04.2019).
5. Колоколова Е.А., Бурдыгина Е.В., Рафикова Р.Р. Оценка эффективности работы технологического оборудования компрессорной станции // Трубопроводный транспорт - 2013 Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 351-352

УДК 628.4

### **ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

*Т.Р. Фазлеев, О.В. Смородова, И.Р. Байков, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа*

В экспертном сообществе не прерывается дискуссия о перспективах структурирования энергетического баланса стран мира — сохранить так назы-



ваемую углеводородную модель развития или активизировать развитие «зеленой» энергетики на возобновляемых ресурсах.

Альтернативная энергетика используется в основном в тех странах, где наблюдается отсутствие традиционных ресурсов и куда импортируется органическое топливо по очень высокой цене. Россия – единственная крупная страна, которая полностью обеспечивает себя топливом за счет собственных природных ресурсов. Наиболее распространенным энергоносителем является природный газ. Оптимальным способом транспортировки энергоносителя является трубопроводный транспорт.

В настоящее время на газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром» обращают серьезное внимание на проблемы рационального использования природного газа на собственные технологические нужды [1]. В соответствии с отчетом ПАО Газпром за 2018 год, суммарный расход газа собственных нужд по системе магистрального транспорта газа от месторождений до потребителей и западной границы России достигает 10% от объема перекачки (рисунок 1).

Прочие технологические нужды оказывают большое влияние на затраты газа по системе в целом. Так, суммарные годовые затраты ПАО «Газпром» на подготовку топливного и пускового газа составляют более 1,4 млрд м<sup>3</sup>.

В работе предложена ресурсосберегающая технология использования тепловой энергии уходящих газов для подогрева топливного и пускового газа на КС (компрессорной станции).

Обычно в БТПГ (блок подготовки топливного и пускового газа) нагрев газа производится в теплообменниках [2]. В них теплоноситель (водный раствор диэтилен-гликоля или охлаждающая жидкость ГОСТ28084-89 «Жидкости охлаждающие низкотемпературные»), предварительно нагреваемый за счет сжигания газа, отдает свое тепло топливному газу ГПА.

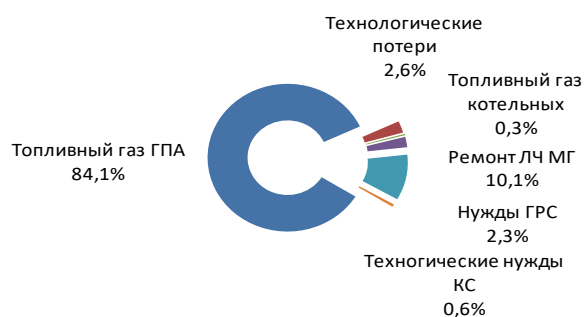


Рисунок 1 - Структура потребления природного газа на собственные нужды компрессорной станции

Рекомендуется нагрев топливного газа вести за счет уходящих газов с ГПА. Расчет выполнен для максимально допустимого режима агрегата ГТК-10-4 при исходных данных [3]:

- расход воздуха – 310 тн/ч;
- расход топливного газа – 25 000 нм<sup>3</sup>/ч;
- расход дымовых газов – 350 тн/ч;
- температура нагрева топливного газа – от 20°С до 100°С;
- температура продуктов сгорания – от 400°С до 200°С.

Результаты расчетов показали, что использование уходящих газов для подогрева топливного и пускового газа для одного агрегата ГТК-10-4 снизит потребление природного газа на собственные нужды на 525 тыс.м<sup>3</sup> в год.

Кроме того, расчеты показали, что повышение температуры топливного газа приводит к снижению количества выбросов окислов азота (рисунок 2).

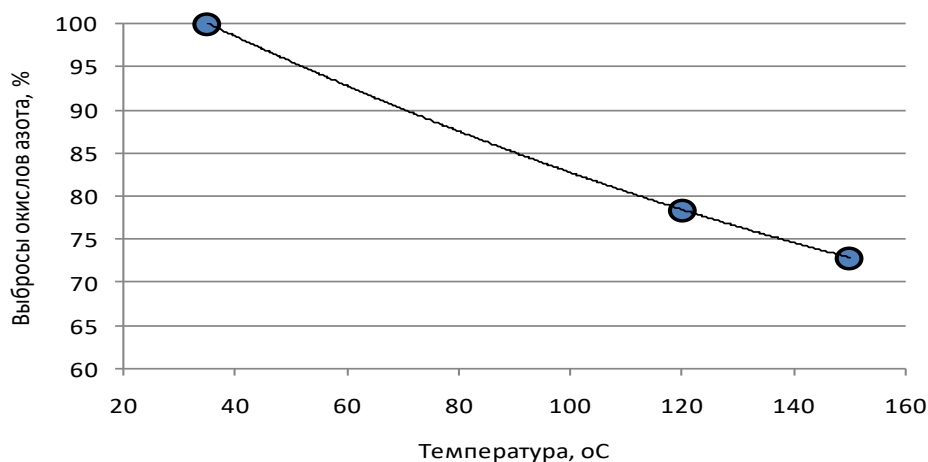


Рисунок 2 – Зависимость количества выбросов окислов азота от температуры топливного газа

Показано, что повышение температуры топливного газа с 35°C до 150°C приводит к снижению выбросов окислов азота в составе уходящих газов на 27%. Это повышает экологические показатели компрессорных станций.

Предлагается использовать кожухотрубчатые теплообменники проекта Тюменниигипрогаз «Газпромпроектирование». Теплообменники предназначены для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом, исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150–69.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Китаев С.В., Иванов Э.С., Галикеев А.Р. Повышение энергоэффективности режимов работы технологического оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов/СПб.: Недра, 2016. 200 с.
2. Чучкалов М.В., Галикеев А.Р., Китаев С.В., Гадельшина А.Р. Система подготовки топливного и пускового газа//патент на полезную модель RUS 175387 04.05.2016.
3. Китаев С.В., Байков И.Р., Смородова О.В. Типовые расчеты при эксплуатации энергопривода газоперекачивающих агрегатов в магистральном транспорте природного газа/Уфа.: УГНТУ, 2018. 99 с.

УДК 621

### САМООЧИСТКА ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ

*Е.А. Федосеева, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа*

Теплообменные аппараты используются в разных отраслях промышленности. В процессе эксплуатации ТОА подвергаются воздействию различных сред, в результате чего на поверхностях теплообмена появляются разнообразные отложения. Отложения вызывают:

– дополнительное сопротивление теплопередаче (снижение величины коэффициента теплопередачи), что приводит к ухудшению работы системы в целом;

- перегрев трубок теплообменных аппаратов, что приводит к их разрушению и утрате работоспособности ТОА;
- снижение скорости теплоносителя, что приводит к нарушению теплового режима работы системы.

Все вышеперечисленное ведет к преждевременным остановкам технологического процесса в целом и сокращению срока межремонтного периода. Вывод теплообменных аппаратов из эксплуатации для очистки влечет за собой затраты, величина которых зависит от продолжительности проведения очистки и от способа ее организации [1]. Поэтому в последнее время большое внимание уделяется вопросам самоочистки теплообменных аппаратов.

Одним из основных способов организации возможности самоочищения теплообменников является турбулизация потока. В кожухотрубчатых теплообменных аппаратах применяются специальные трубы с турбулизаторами. На рисунке 1 представлены трубы с волнообразной накаткой. Применение таких труб по сравнению с традиционными позволяет увеличить тепловую мощность ТОА на 15-25 %, а за счет возникновения в них вихревых потоков происходит самоочистка внутренней поверхности труб от отложений [2]. На рисунке 2 представлен теплообменный аппарат с тонкостенными спирально-навитыми трубками [3]. В таких ТОА самоочистка достигается за счет свободно закрепленного трубного пучка.



Рисунок 1 – Трубы с волнообразной накаткой



Рисунок 2 – ТОА с тонкостенными спирально-навитыми трубками

Одним из нестандартных способов снижения расходов на эксплуатацию и обслуживание кожухотрубных ТОА является перевод циркуляции из стационарного режима в импульсный [4]. Такой режим течения теплоносителя в теплообменнике позволит не только реализовать эффект самоочищения, но и увеличить коэффициент теплоотдачи движущегося потока.

В пластинчатых теплообменниках организация самоочистки достигается путем прикрепления методом пайки специальных насадок, либо путем нанесения определенного рисунка на пластинах [5]

Реализация самоочистки ТОА позволяет увеличить межремонтный период работы аппаратов, а также повысить их надежность и срок службы.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аронсон К.Э. Теплообменники энергетических установок: учебное электронное издание / К.Э. Аронсон, С.Н. Блинков, В.И. Брезгин, Ю.М. Бродов, В.К. Купцов, И.Д. Ларионов, М.А. Ниренштейн, П.Н. Плотников, А.Ю. Рябчиков, С.И. Хаев. – Екатеринбург, 2015.
2. Кожухотрубный теплообменник: принцип действия, конструкция. URL: <http://ceevt.ru/kozuhotrubbyj-teploobmennik-printsip-dejstviya-konstruktsiya/> (дата обращения: 19.04.2019).
3. Теплообменники кожухотрубные с тонкостенными спирально-навитыми трубками. URL: <https://www.nemen.ru/index/our-product/catalog/teploobmennik/teploobmenniki-kozuhotrubbye/> (дата обращения: 19.04.2019).
4. Курдюков С.Ю., Макеев А.Н. К вопросу организации импульсной циркуляции в системе горячего водоснабжения с кожухотрубным теплообменником. URL: <https://cyberleninka.ru/article/v/k-voprosu-organizatsii-impulsnoy-tsirkulyatsii-v-sisteme-goryachego-vodosnabzheniya-s-kozuhotrubbyim-teploobmennikom> (дата обращения: 19.04.2019).
5. Колоколова Е.А., Байков И.Р., Бурдыгина Е.В., Кулагина О.В. Выбор способа и периодичности очистки аппаратов воздушного охлаждения газов // Глобальный научный потенциал. 2015. № 1 (46). С. 7-11.

УДК 625.12

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

*Д.М. Хабибуллин, АО «Гипротрубопровод», г. Уфа*

Использование альтернативных источников электроэнергии позволит повысить основные показатели энергосбережения, энергетической эффективности и экологических показателей в нефтегазовой отрасли.

В Российской Федерации созданы правовые, экономические и организационные основы использования фотоэлектрических солнечных модулей (далее – ФСМ) и ветроэнергетических установок в целях энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В данной научно-технической работе предлагаются варианты строительства альтернативных источников электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии солнца и энергии ветра напряжением 0,4 кВ и 6 (10) кВ для различных объектов нефтегазовой отрасли.

Рассмотрено использование альтернативных источников электроэнергии для двух случаев:

- электроснабжение удаленных объектов для обеспечения первой категории надежности электроснабжения;
- электроснабжение объектов, имеющих первую категорию надежности электроснабжения.

Электроснабжение удаленных объектов с использованием альтернативных источников электроэнергии для обеспечения первой категории надежности

электроснабжения рассмотрено для трех вариантов: применение ФСМ, применение ветрогенераторов, применение гибридной электроустановки. Резервирование предусматривается от дизельной электростанции или от существующей электрической сети

Гибридная энергетическая установка предусматривает объединение различных источников электроэнергии (ФСМ, ветрогенераторов) на шине переменного тока. Колебания генерируемой солнечными батареями и ветрогенератором и потребляемой нагрузкой мощности демпфируется запасом энергии в аккумуляторах источников бесперебойного питания (далее – ИБП).

Электроснабжение объектов, имеющих первую категорию надежности электроснабжения, с использованием альтернативных источников электроэнергии рассмотрено на примере реализованной солнечной электростанции (далее – СЭС) объекта «Завод для локализации производства электродвигателей на территории Российской Федерации» для случаев:

- строительство СЭС 0,4 кВ с установкой ИБП;
- строительство СЭС 0,4 кВ без установки ИБП;
- строительство СЭС 6 (10) кВ без установки ИБП.

Разработаны схемы электрические использования ФСМ.

Исключение установки ИБП приводит к удешевлению стоимости на приобретение оборудования и СМР, но уменьшается время электроснабжения подключенной нагрузки после исчезновения питания от альтернативных источников электроэнергии.

При реализации проекта по объекту «Завод для локализации производства электродвигателей на территории Российской Федерации» применен вариант строительства СЭС 0,4 кВ без установки ИБП. Построена солнечная электростанция с использованием высокоэффективных (КПД 22%) фотоэлектрических солнечных модулей на основе гетероперехода. Модули нового поколения сочетают преимущества тонкопленочной и кристаллической технологий. Для размещения ФСМ на кровле здания производственного корпуса построена конструкция, состоящая из двух платформ, общей площадью 2619 м<sup>2</sup>.

На платформах закреплены 840 шт. ФСМ. Номинальная мощность одного модуля - 290 Вт.

Полная номинальная мощность всех ФСМ (840 шт.): 244 кВт

Полная мощность на выходе инверторов: 240 кВт.

Вариант строительства СЭС напряжением 6 или 10 кВ предполагается за территорией объекта с подключением к распределительному устройству 6 (10) кВ объекта с помощью кабельной линии электропередачи 6 (10) кВ. Предлагаемое решение позволит не затрагивать существующий генплан объекта, существующие схемы электроснабжения. Также строительство СЭС напряжением 6 (10) кВ за территорией объекта имеет следующие преимущества:

- возможность заказа готовых систем заводского изготовления производства, распределения, преобразования и передачи электроэнергии от ФСМ;
- возможность разработки типовых проектных решений для строительства СЭС различной мощности;

- возможно выполнение автономной работы без постоянного пребывания персонала с удаленным контролем и управлением;
- возможность выполнения по отдельному техническому заданию на проектирование.

Для выполнения экономического расчета рассмотрен пример строительства СЭС 6 (10) кВ на расстоянии 200 м от объекта.

Расчет выполнен для случая параллельной работы с существующей системой электроснабжения в целях экономии в период эксплуатации.

Удешевление стоимости на приобретение оборудования и СМР по сравнению с вариантом с установкой ИБП составит:

- для варианта строительства СЭС 0,4 кВ без установки ИБП – 41,9%;
- для варианта строительства СЭС 6 (10) кВ без установки ИБП – 20,1%.

Для варианта строительства СЭС 6 (10) кВ расчет выполнен с учетом арендной платы за земельный участок 0,3 га, находящегося в федеральной собственности. В экономическом расчете не учитывается экономия от исключения потерь электроэнергии в электроустановках, а также обеспечение налоговых и других бюджетных льгот при использовании ФСМ.

УДК 621.6

## **АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ**

*Н.Х. Хакимова, А.Р. Галикеев, И.М. Камалетдинов,*

*ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа*

Энергетическая политика России [1] в соответствии с Федеральным Законом № 261 от 23.11.2009 [2] предусматривает максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора. Обязанность по контролю за энергосбережением в ПАО «Газпром» возложена на ООО «Газпром газнадзор». В ходе проверок филиалов специалистами Общества часто предлагаются мероприятия, не учтенные при разработке Программ энергосбережения, некоторые из которых приведены в данной статье.

### **1. Оптимизация температурного режима транспорта газа**

Программы энергосбережения газотранспортных Обществ не предусматривают оптимизацию температурного режима транспорта газа, хотя данная оптимизация для большинства газотранспортных обществ может обеспечить экономию до 10% топливного газагазоперекачивающего агрегата (далее ГПА). Специалистами общества проведено исследование влияния температуры газа на затраты на его транспортировку, при котором было учтено влияние изменения температуры во времени на сохранность изоляционного покрытия МГ и скорость развития коррозионных процессов [3, 4, 5], результатом которого стала соответствующая программа.

Расчеты специалистов ООО «Газпром газнадзор», проведенные для стандартного компрессорного цеха (8 ГПА по 10 МВт) средней полосы России, показывают возможность экономии около 14 млн. м<sup>3</sup> газа в год при расходе электроэнергии 2,8 млн. кВт·ч (экономия ТЭР около 45 млн. руб. в год), либо в слу-

чае пиковых нагрузок увеличивать пропускную способность МГ на величину до 10%.

Для данных расчетов была разработана программа на объектно-ориентированном языке программирования «Делфи». В программе реализовано 2 уровня ввода исходных данных для расчета – переменных и условно-переменных. Научная работа и программа прошли успешную апробацию в диспетчерской службе ООО «Газпром трансгаз Уфа».

2. Точка отбора топливного газа для газоперекачивающих агрегатов в компрессорном цеху

В компрессорном цеху предусмотрено несколько точек отбора топливного газа для ГПА, которые расположены как до, так и после его сжатия[6]. Т.к. топливный газ должен иметь температуру выше  $+25^{\circ}\text{C}$ , то эксплуатационному персоналу проще использовать газ с отбора после сжатия, так как он теплее неkomпримированного газа и это позволяет снизить затраты на его подогрев в подогревателях газа. При этом не учитывается рост затрат на компримирование газа, вызванный увеличением объема транспорта газа. Расчет показал, что отбор газа до сжатия экономит 100-200 тыс.  $\text{м}^3$  газа в год в каждом КЦ и это решение было внедрено в работу служб ГКС изданием Приказа по Обществу.

Таким образом, при альтернативном рассмотрении производственных процессов выявляется потенциал повышения их энергоэффективности, а также появляется возможность экономии энергетических ресурсов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009.
2. Федеральный Закон № 261 от 23.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Бикчентай Р.Н., Казаченко А.Н., Поршаков Б.П., Шпотаковский М.М. Влияние температуры транспортируемого газа на топливно-энергетические затраты КС // Газовая промышленность, 1991, № 2. с.19-22.
4. Карпов С.В., Галиуллин З.Т., Ходанович И.Е., Бордовский Г.П., Бикчентай Р.Н. Транспорт больших потоков газа с учётом тепловых режимов газопроводов и охлаждения газа на КС // Газовая промышленность, 1972, № 5, с.14-17.
5. Алимов С.В., Маланичев В.А., Мигачева Л.А. Повышение пропускной способности магистральных газопроводов // Деловая слава России Вып. VI 2008 - I 2009 год, с.90-91.
6. Требив Ф. Л., Макогон Ю. Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. М., «Недра», 1976, 368 с.

УДК 62-69

#### **ВЛИЯНИЕ ОРИЕНТАЦИИ ПО СТОРОНАМ СВЕТА НА ПОТЕРИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ОГРАЖДАЮЩИЕ КОНСТРУКЦИИ**

*Л.В. Халиуллина, Е.А. Федосеева, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа*

В работе рассматривается проектирование системы теплоснабжения двухэтажного частного дома, расположенного в пригороде г. Уфы. В нескольких комнатах по проекту предусмотрены панорамные окна, что повышает нагрузку на систему отопления данных помещений. На рисунке 1 приведены планы этажей.

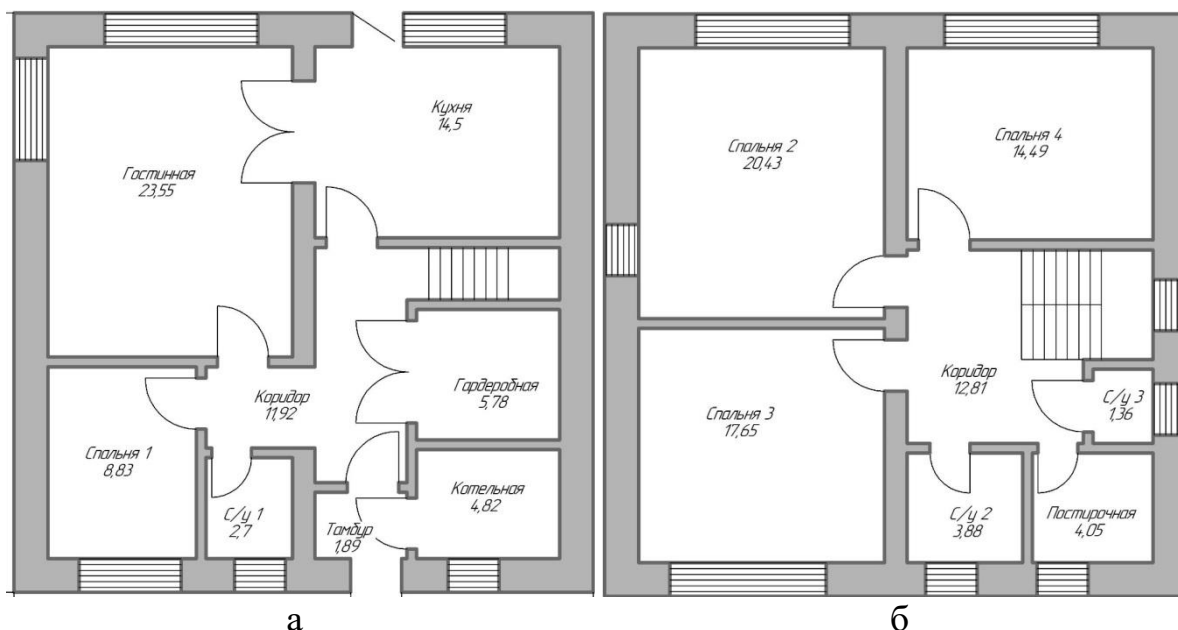


Рисунок 1 – Планы первого (а) и второго (б) этажей

При проектировании системы отопления производится расчет тепловых потерь через ограждающие конструкции (наружные стены, световые проёмы, входные двери, чердачные перекрытия, пол). В расчете вертикальных и наклонных ограждающих конструкций учитываются дополнительные потери тепла на ориентацию зданий по сторонам света.

Среди ограждающих конструкций как вертикальных, так и горизонтальных, большее число тепловых потерь приходится на окна – более 40%, далее на наружные стены – 30%.

Поскольку используется готовый проект частного дома, нет возможности планировки комнат исходя из ориентации сторон света. Снижение нагрузки на систему теплоснабжения достигается путем ориентации здания в целом.

Направление ориентации дома выбирался исходя из расположения панорамных окон в комнатах. В таблице 1 и на рисунке 2 приведены результаты расчетов.

Таблица 1 – Результаты расчетов тепловых потерь в зависимости от ориентации по сторонам света

|              | <b>ЮЗ</b>   | <b>С</b>    | <b>СВ</b>   | <b>В</b>    | <b>ЮВ</b>   | <b>Ю</b>    | <b>З</b>    | <b>СЗ</b>   |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>О</b>     | 2564        | 2621        | 2629        | 2656        | 2630        | 2575        | 2614        | 2641        |
| <b>НС</b>    | 1869        | 1875        | 1876        | 1876        | 1876        | 1875        | 1875        | 1875        |
| <b>НД</b>    | 114         | 104         | 104         | 109         | 114         | 114         | 114         | 109         |
| <b>Пл</b>    | 681         | 681         | 681         | 681         | 681         | 681         | 681         | 681         |
| <b>ЧП</b>    | 925         | 926         | 926         | 926         | 926         | 926         | 926         | 926         |
| <b>Итого</b> | <b>6153</b> | <b>6207</b> | <b>6215</b> | <b>6249</b> | <b>6227</b> | <b>6172</b> | <b>6210</b> | <b>6232</b> |



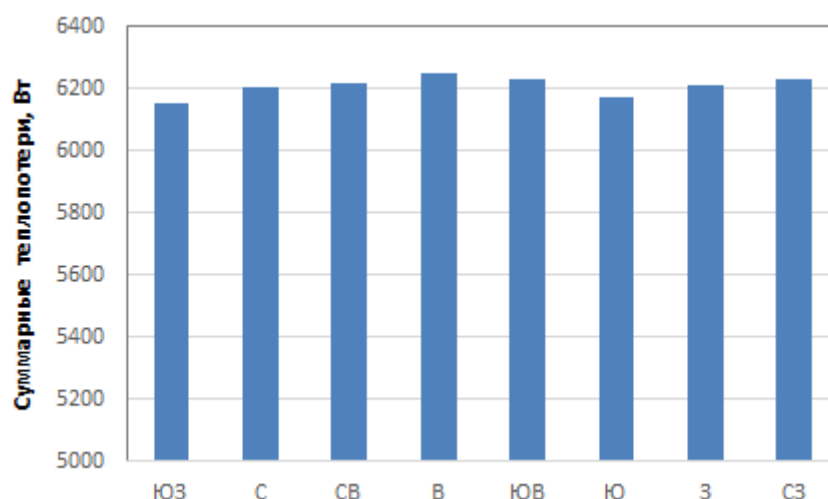


Рисунок 2 – Суммарные теплопотери в зависимости от ориентации по сторонам света

Проанализировав различные варианты ориентации здания по сторонам света было выявлено, что в целом различие между максимальными (В) и минимальными (ЮЗ) теплопотерями составляет не более 2%. А снижение нагрузку на систему теплоснабжения составит не более 100 Вт.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
2. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата.
3. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий.
4. Федосеева Е.А., Бурдыгина Е.В. Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Энергетические системы обеспечения жизнедеятельности человека». – Уфа: УГНТУ, 2018.

УДК536.24

### ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ВОДЫ

*Ю.Ю. Черникова, С.Н. Костарева, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа*

В различных сферах промышленности, где задействовано мощное оборудование, необходимо охлаждение большого количества воды, поскольку это является важной частью технологического процесса. Повышенное внимание, уделяемое сегодня энергоэффективности, оказывает влияние на проектирование систем охлаждения воды, отвечающих за большую часть потребления энергии на объектах. Актуальной проблемой является реконструкция существующих промышленных системы охлаждения с целью энергосбережения и повышения энергетической эффективности технологического процесса.

Существующие типы промышленных систем охлаждения классифицируются по типу охлаждающего агента, по схеме движения охлаждающего агента, по типу контура охлаждения, а также по типу самого охладителя. Наибольшее распространение получили системы оборотного водоснабжения, в которых охлаждающая циркуляционная вода проходит через теплообменник, затем охлаждается в охладительном устройстве, где основная часть тепла отводится в атмосферу.

В системах с башенными испарительными градирнями с естественной и принудительной циркуляцией охлаждение происходит за счет испарения при контакте воды с воздухом. Поток воздуха создается за счет разности плотностей воздуха с различной температурой внутри и снаружи вытяжной башни. Данные системы обладают достаточно высокой и устойчивой охлаждающей способностью, однако в районах с суровыми зимними условиями существует опасность их обмерзания, поэтому температура охлажденной воды обычно не опускается ниже 10-12 °С. Также при использовании вентиляторных градирен (с принудительной тягой) должны соблюдаться ограничения относительно шума. К тому же, величина выноса капельной влаги из градирен должна контролироваться, так как в атмосферном воздухе образующиеся аэрозоли могут содержать вредные вещества в превышенных концентрациях за счет применения в водных системах охлаждения токсичных антикоррозионных присадок, а также использования сточных вод в качестве подпитки.

Альтернативным вариантом испарительным градирням являются эжекционные. Для создания явления эжекции, заключающегося в передаче кинетической энергии от среды, обладающей высокой скоростью (воды) к среде с низкой скоростью (воздуху), используют специальные форсунки совместно с направляющими устройствами для водо-воздушных потоков.

Системы охлаждения с водоемами-охладителями обеспечивают низкие температуры воды благодаря высокой теплоаккумулирующей способности. Однако такие системы требуют больших капитальных затрат на сооружение, значительных площадей и необходимости учета плотностных, ветровых, компенсационных течений.

Современным, энергоэффективным решением является использование оборудования с системой естественного охлаждения – так называемые сухие градирни или драйкулеры. В зимний и осенне-весенний период драйкулеры используют для охлаждения воды холодный наружный воздух, поэтому наибольшая эффективность их использования достигается в регионах с умеренным и холодным климатом. Отключение чиллеров в период работы драйкулера позволяет сэкономить большие объемы электроэнергии за счет исключения ее расхода на питание компрессоров. При использовании драйкулера электроэнергия нужна лишь для работы вентиляторов. Также в отличие от башенных градирен в драйкулере могут достигаться более низкие температуры охлаждаемой воды (7°С). Обеспечивается экономия водных ресурсов, поскольку благодаря закрытому контуру отсутствуют утечки воды, предотвращается ее загрязнение. Высокая надежность всех элементов установки, простота эксплуатации и монтажа, отсутствие коррозии труб, длительный межремонтный период являются важными преимуществами сухой градирни. Для предотвращения обмерзания градирни рекомендуется использовать двухконтурную схему охлаждения с антифризом, например, этиленгликолем. Несмотря на то, что этиленгликоль является токсичным веществом, он находится в замкнутом контуре, что исключает контакт с окружающей средой. Недостатком данной схемы является ее дорого-

визна, однако устанавливаемое оборудование имеет достаточно высокий срок окупаемости за счет экономии электроэнергии на охлаждение воды.

Проведенные анализ и расчеты энергоэффективности системы охлаждения после внедрения драйкулеров вместо чиллеров на одном из химических предприятий г.Твери, потребление электроэнергии сократилось на 944 тыс. кВт·ч/год. Экономия составляет 3419 тыс. руб в год. Срок окупаемости проекта реконструкции системы охлаждения составляет 2,5 года.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 20-2016 "Промышленные системы охлаждения" – Москва:Бюро НДТ, 2016.

УДК 519.673

### К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

*О.В. Четверткова, А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков,  
НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа*

Решение задачи оценки эффективности работы технологического участка магистрального нефтепровода напрямую зависит от корректности исходных данных:

- характеристики линейной части,
- характеристики насосного оборудования,
- параметры режима работы технологического участка магистрального нефтепровода;
- свойства перекачиваемой нефти;
- время работы технологического участка магистрального нефтепровода;
- распределение электроэнергии на насосное оборудование и собственные нужды каждого объекта МН [1].

В случае реализации мероприятий для снижения энергопотребления [2, 3] экономию электроэнергии на перекачку можно выразить в соответствии с Методикой бенчмаркинга энергоэффективности объектов транспорта нефти [4] через режимные составляющие удельного энергопотребления в сопоставимых условиях. Экономический эффект от оптимизации технологических режимов транспортировки можно выразить зависимостью:

$$\begin{aligned} \mathcal{E} = & W_1 S_{\text{эл}} \frac{1}{\varphi} \times \\ & \times \left[ \frac{E_0}{W_0} \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)^{2-m} - \frac{E_1}{W_1} + \frac{g \Delta z \left( \eta_{\text{нс}0} - \eta_{\text{нс}1} \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)^{2-m} \right) + \left[ \frac{(P_{\text{к}0} - P_{\text{н}1}) \eta_{\text{нс}0}}{\rho_1} - \frac{(P_{\text{к}0} - P_{\text{н}0}) \eta_{\text{нс}1}}{\rho_0} \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)^{2-m} \right]}{\eta_{\text{нс}0} \eta_{\text{нс}1} L_{\text{ТУ}}} \right] \end{aligned}$$

где  $\varphi$  – коэффициент, учитывающий влияние конфигурации технологического участка магистрального нефтепровода (наличие лупингов, резервных ниток, вставок);

$E_0, E_1$  – энергия, потребляемая насосами до и после реализации мероприятий в плановый период, тыс. кВт·ч;

$W_0, W_1$  – грузооборот до и после реализации мероприятий в плановый период, млн. т·км;

$Q_0, Q_1$  – производительность перекачки до и после реализации мероприятий в плановый период, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta z = z_k - z_n$  – разность геодезических отметок начала и конца технологического участка магистрального нефтепровода, м;

$\eta_{нс0}, \eta_{нс1}$  – КПД насосной станции до и после реализации мероприятий;

$P_{k0}, P_{k1}$  – давление в конце технологического участка магистрального нефтепровода до и после реализации мероприятий, Па;

$P_{n0}, P_{n1}$  – давление в начале технологического участка магистрального нефтепровода, Па;

$L_{ту}$  – длина технологического участка магистрального нефтепровода, м;

$S_{эл}$  – стоимость электроэнергии, руб./кВт·ч.

Во всех обозначениях индекс «0» относится к параметрам «до», индекс «1» – «после» реализации мероприятий для снижения энергопотребления.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Анализ использования электроэнергии при решении технологических задач перекачки нефти / Валиев М.А., Кутуков С.Е., Шабанов В.А. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2003. № 1. С. 22.
2. Бахтизин Р.Н., Кутуков С.Е. Мониторинг энергопотребления магистральных нефтепроводов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2003. № 62. С. 199-209.
3. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов / Гольянов А.И., Гольянов А.А., Кутуков С.Е. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4 (110). С. 156-170.
4. Методика проведения бенчмаркинга энергоэффективности объектов транспорта нефти (утв. Советом Правления членов Международной ассоциации транспортировщиков нефти от 23.05.2017 г.): МАТН, 2017. – 32 с.

УДК 622.276

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИХРИВЫХ ТРУБ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

*А.С. Чудинов, А.Ю. Трофимов, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа*

В составе природных газов многих месторождений содержатся сернистые компоненты и углекислый газ, так называемые кислые газы. Природный газ называется малосернистым, если он не содержит обнаруживаемых количеств сероводорода. Сернистые соединения отравляют катализаторы в процессах переработки газа, при сгорании образуют  $SO_2$  и  $SO_3$ , высокое содержание которых в воздухе опасно для человека и окружающей среды. Как диоксид углерода, так и сероводород, соединяясь с водой, образуют кислоты, которые вызывают коррозию деталей газопровода. В некоторых случаях газ также содержит тяжелые углеводороды, которые конденсируются, когда газ выходит на поверхность. В коллекторе и во время добычи такой жирный газ может оставаться в газообразном состоянии, однако на поверхности он образует жидкий конденсат.

Подготовка природного газа к транспортировке и использованию происходит по различным схемам. Как показывает практика подготовки газа с применением абсорбции, адсорбции, низкотемпературной очистки с помощью холодильных машин и других методов их применение требует значительных капитальных и энергетических затрат. Установлено, что более экономичной является газодинамическая технология, основанная на использовании имеющегося перепада давления (1,3-1,6) МПа в специальных вихревых устройствах на базе вихревых труб.

Принцип работы вихревой трубы базируется на вихревом эффекте. Сущность вихревого эффекта заключается в снижении температуры в центральных слоях закрученного потока газа (свободного вихря) и повышении температуры периферийных слоев. При соответствующей конструкции устройства, вихрь газа удастся разделить на два потока: с пониженной и повышенной температурами. В вихревых аппаратах прельщает их предельная простота и надёжность в работе - они не имеют движущихся частей.

Возможна реализация следующих технологий с использованием вихревых труб:

- Выделение целевых продуктов из продувочных газов, метанола и других производств (степень извлечения 90-99 %).
- Осушка воздуха и других газов и газовых смесей (точка росы от +5 до -70°C) при отношении давлений вход/выход не менее 2,0.
- Низкотемпературная сепарация природного газа (с увеличением выхода газового конденсата по сравнению с обычным дросселированием).
- Очистка природного газа на ГРС от конденсата (углеводороды C<sub>6</sub>+) со степенью очистки до 90%.
- Получение холода на ГРС и ГРП (на уровне от -10 до -30°C) для продуктовых холодильных камер и других целей.
- Подогрев природного газа на ГРС вместо огневого подогревателя.
- Очистка попутных газов нефтедобычи от высших углеводородов при отношении давлений не менее 1,2.
- Концентрирование кислого газа (продукта переработки природного газа, содержащего сероводород и диоксид углерода) по сероводороду с увеличением концентрации последнего с 45 до 90%.
- Генерация холода (тепла) на любом газе или газовой смеси при имеющемся перепаде давления с их дальнейшим использованием по усмотрению заказчика.

По термодинамической эффективности ВТ занимает промежуточное положение между дросселем и детандером. Однако, по своей конструктивной простоте, небольшим габаритам и по способности надёжной работы на газах, содержащих жидкие и твёрдые включения, не идёт ни в какое сравнение с таким сложным устройством, как турбодетандерный агрегат. Особенно выгодно применять вихревые трубы на технологических потоках газа, энергия давления которых безвозвратно теряется при дросселировании.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.Смордова О.В., Костарева С.Н., Кузнецова Е.В., Трофимов А.Ю., Бурдыгина Е.В. Тепловые электрические станции. Выбор оборудования. Учебное пособие: УГНТУ, Уфа, 2019.- 30 С.
- 2.Колоколова Е.А., Бурдыгина Е.В., Рафикова Р.Р. Оценка эффективности работы технологического оборудования компрессорной станции //Трубопроводный транспорт - 2013 Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. 2013. С. 351-352.

УДК 66.081.63.

## **РЕКОНСТРУКЦИЯ ХИМВОДООЧИСТКИ УЧАСТКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА**

*Э.И.Шавалеева, С.Н. Костарева, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа*

Степень энергоэффективности котельных установок напрямую зависит от качества воды, подготовленной для его работы. Если вода не соответствует требованиям к качеству питательной воды, то это приводит к существенному перерасходу топлива. По опыту эксплуатации образование накипи на теплообменной поверхности толщиной 1 мм приводит к перерасходу топлива на 5-7 %. Больше всего котлы страдают от повышенной жесткости воды. Поэтому химводоочистка(ХВО) играет важную роль в обеспечении надежной и экономичной работы теплосилового оборудования.

Одним из методов повышения эффективности ХВО является применение ресурсо- и энергосберегающих технологий осветления и обессоливания воды для питания котлов-утилизаторов.

В настоящее время наилучшие экономические, экологические и технологические показатели имеют мембранные технологии очистки воды. Данные технологии рассмотрены в рамках реконструкции ХВО одного из нефтеперерабатывающих заводов г. Уфы. Для предочистки воды предложено использовать установку ультрафильтрации, для обессоливания – обратный осмос.

Преимущества мембранных технологий:

- Высокое качество химочищенной воды. Использование мембран с различной размерностью пор дает возможность контролировать качество потока с минимальными издержками, что позволяет стабильно получать воду с необходимой степенью очистки.
- Безреагентная очистка. Применение мембранных технологий не требует содержания реагентного хозяйства. Поэтому обслуживание таких систем гораздо проще и более безопасней.
- Экологическая безопасность. Загрузки для систем химводоочистки со временем накапливают примеси, которые при неправильной эксплуатации могут попасть уже в подготовленную жидкость. Мембранная технология исключает накопление примесей, поэтому вода в системе всегда соответствует заданным критериям качества.
- Надежность и простота эксплуатации. Мембранные системы гибко автоматизируются в соответствии с условиями эксплуатации.

Применение ультрафильтрации для предочистки сырой воды позволит осуществить замену громоздких осветлителей на компактные, полностью авто-

матизированные установки. Для предварительной очистки воды подобрана установка ультрафильтрации суммарной производительностью 210 м<sup>3</sup>/ч. В состав установки входят: фильтры грубой очистки, предназначенные для предварительной очистки воды перед установкой ультрафильтрации, блок ультрафильтрации, дозаторы кислоты, щелочи и коагулянта для обратной химической промывки мембран. Установка ультрафильтрации обеспечивает глубокое осветление воды.

Для обессоливания воды были подобраны две ступени обратного осмоса, каждая ступень производительностью 70 м<sup>3</sup>/ч. Вода после двух ступеней обратного осмоса отвечает всем требованиям по качеству воды для котлоутилизаторов, в частности, жесткость общая пермеата составит 6,8 мкг-экв/дм<sup>3</sup>.

Важным условием надежности и экономичности ХВО является ресурс работы обратноосмотической мембраны. Поверхность мембраны подвержена воздействию органики, коллоидных и механических отложений обусловленных некачественной подготовкой исходной воды. Существуют эффективные методы борьбы с такими явлениями, что существенно продлевает срок службы мембран. В процессе эксплуатации важно обеспечить правильные технологические циклы работы обратно осмотических установок, предотвратить отрицательное давление и гидроудары, которые могут повредить полотно мембраны. Хороший результат дает применение дозированной подачи ингибиторов, уменьшающих отложение солей на мембране. Применение перечисленных методов и полная автоматизация всех циклов работы обратноосмотической системы позволяет получить гарантированно высокое качество пермеата, существенно снизить затраты на эксплуатацию и в 2-3 раза увеличить ресурс мембранных элементов.

Для интенсификации очистки воды на мембранных установках требуется предварительный ее подогрев до температуры не менее 25 °С. В рамках реконструкции были подобраны новые пластинчатые теплообменные аппараты (ТОА) взамен существующих кожухотрубчатых, введенных в эксплуатацию более 40 лет назад. На установку ХВО были подобраны три разборных ТОА производителя AlfaLaval с поверхностью теплообмена каждой пластины 0,6 м<sup>2</sup>. Нагреваемой средой в ТОА является производственный конденсат с температурой на входе 90°С, на выходе 30-40°С. Расчетная температура исходной воды на входе в ТОА составляет 5°С, на выходе для режима работы ХВО с использованием мембранных технологий 25°С.

Основные преимущества пластинчатых ТОА перед кожухотрубчатыми:

- Коэффициент теплопередачи в разборных пластинчатых ТОА условно в 3-5 раз больше, чем в кожухотрубчатых.
- В процессе эксплуатации возможно изменить площадь поверхности теплообмена в широких пределах благодаря количеству пластин.
- Доступны для внутреннего осмотра, чистки механической промывки пластин. Легко можно заменить любую часть.
- Обнаружение течи (не требует разбора оборудования).

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Водоподготовка для котельных. Электронный ресурс: [<http://atecon.ru/>]

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

*В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Кононова, ОмГТУ, г. Омск*

Любое предприятие в условиях рыночной экономики ставит перед собой задачу получить наибольшую прибыль. Трубопроводное предприятие стремится осуществлять транспортировку требуемого объема нефти или продукта между пунктами приема и сдачи в оговоренные сроки с максимальной экономической отдачей [1-6]. Основным (главным) показателем экономической эффективности предприятия является прибыль.

В данной статье мы рассмотрели существующий трубопровод и попытались проанализировать экономический эффект работы технологического участка.

Прибыль от работы участка определяли по формуле (1):

$$\Pi = Д - З, \quad (1)$$

где  $\Pi$  – прибыль, основной эффект работы технологического участка предприятия;  $Д$  – доходная часть бюджета за период;  $З$  – расходная часть бюджета на работу участка (затраты за тот же период).

Прибыль рассчитывалась для разных годовых объемов перекачки на выбранном технологическом участке магистрального нефтепровода. Зависимость полученной прибыли от годовой производительности представлена на рисунке 1. Как видно из графика максимальный экономический эффект достигается при поставке 7 млн.т в год. При дальнейшем увеличении объемов перекачки прибыль снижается и при поставке 16 млн.т в год обращается в ноль. При производительностях более 16 млн.т в год предприятие работает себе в убыток.



Рисунок 1 - Зависимость прибыли от расхода

Такой вид кривой объясняется следующим. Поставку нефти 7 млн. т в год можно обеспечить экономичным режимом с работой в течение всего года только одним подпорным насосом. Даже при сравнительно невысоком к.п.д насоса



на данном режиме затраты электроэнергии на прокачку с малой скоростью потока будут невелики и это дает самую высокую прибыль. Для обеспечения поставки 15 млн.т в год требуется уже режим с работой подпорного и магистрального насоса. Скорость потока возрастает вдвое, в расход электроэнергии на прокачку почти в 8 раз. При этом дополнительный доход от увеличения поставки нефти не покрывает рост стоимости электроэнергии и общая прибыль, получаемая от технологического участка снижается. Промежуточные объемы получают пропорциональным временем работы первым и вторым режимом.

Если требуется поставка нефти более 15 млн.т в год требуется режим с запуском еще одного магистрального агрегата. При этом потребление электроэнергии для преодоления гидравлического сопротивления еще более опережает рост доходной части от увеличения поставки нефти и при объемах поставки свыше 16 млн.т в год работа технологического участка становится не выгодной.

Следовательно, планируя эффективную экономичную работу магистрального трубопровода, или его частей, необходимо ориентироваться на договорные объемы перекачки и мероприятия, дающие максимальную прибыль.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Богданов Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. №1. С. 47-57.
2. Гумеров А.Г., Борисов К.А., Козловский А.Ю. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 85-88
3. Шабанов В.А., Бондаренко О.В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотном регулировании электроприводе магистральных насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 4. С.10-17.
4. Шабанов В.А., Кабаргина О.В., Павлова З.Х. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. №6. С. 24-29. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov\\_8.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_8.pdf)
5. Кутуков С.Е., Фридлянд Я.М., Шматков А.А. Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки по магистральным нефтепроводам // Трубопроводный транспорт - 2017: тез.докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 425-429.
6. Шалай В.В., М.О. Мызников М.О., М.И. Гильдебрандт М.И. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов// Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства-ОмГТУ, 2018- С. 206-207.

**СЕКЦИЯ**  
**«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ**  
**НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

## **АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАСЛООБМЕНА В ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА**

*М.К. Аталиков, А.Р. Аюпова, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящий момент сжиженный природный газ (СПГ) играет неотъемлемую роль на мировом рынке углеводородов.

Основной частью высокотехнологичных процессов по сжижению, отпуску и приему СПГ выступают крупногабаритные надземные изотермические резервуары (ИР).

При хранении СПГ в ИР важное значение занимает тепловой режим хранилища, зависящий от поступающих извне тепловых потоков. Ввиду этого необходимо рассмотреть такую ситуацию, когда происходит стратификация по плотности криогенной жидкости, что влечет за собой резкое самопроизвольное перемешивание слоев жидкости с интенсивным парообразованием и нарушением нормальной эксплуатации резервуаров, содержащих СПГ. Данное явление за рубежом получило название "ролlover".

Целью исследования является анализ областей устойчивости локальных показателей СПГ при хранении в резервуарах с учетом неизотермичности и эффекта ролловера.

В математическом моделировании ролловера существенную роль играют механизмы конвективного тепло - и массообмена, прямые и перекрестные процессы диффузионного переноса теплоты и массы, однако для практики необходимы общие методики позволяющие оценить степень опасности возникновения ролловера в целом.

Хранилище необходимо оборудовать системой рециркуляции с применением насосов, а налив сжиженного газа необходимо организовать таким образом, чтобы относительно тяжелый слой образовывал начальный слой и смешение его фаз, обеспечивалось благодаря естественной гравитации.

Также необходимо предусмотреть многоуровневую защиту хранилища от превышения избыточного давления газовой фазы, из-за которой происходит выброс газа в атмосферу или на факел.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Thorogood R.M. Mixed Refrigerant Processes for Natural Gas Liquefaction. - "Proc. Inst. Refrig.", 1971-1972. № 68. Pp.32-40. (Тарагуд Р.М. Процессы сжижения природного газа с помощью холодильного агента сложного состава. - М., 1978. С.7.

## **КОМБИНИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ**

*З.С. Аюпова, РГУ нефти и газа (ниу) им И.М. Губкина, г. Москва*

Перспективы развития нефтегазовой отрасли России предполагает увеличение освоения северных регионов страны. Важным моментом для обеспечения надежной эксплуатации газотранспортной системы является поддержание на постоянном уровне термобарических параметров перекачиваемого продукта.

Данный регион отмечается суровыми климатическими и геокриологическими условиями, где большая часть территории находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов, структура которых имеет неоднородный характер и на поведение которых оказывают влияние многочисленные факторы.

Сложное взаимодействие системы «газопровод - вечномерзлый грунт» является частой причиной потери устойчивости трубопровода.

На сегодняшний день защита трубопроводов в условиях ММГ не ограничивается применением только лишь одного метода. Снижение напряженно - деформированного состояния трубопровода и поддержание температурного режима вечномерзлых пород в течение года могут быть осуществлены в аппаратах воздушного охлаждения или иными альтернативными способами.

Охлаждение газа неотъемлемая часть технологического процесса при транспортировке по магистральным газопроводам, с целью обеспечения безопасной эксплуатации в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.

Эффективная работа узла охлаждения природного газа на компрессорной станции обеспечивает увеличение пропускной способности трубопровода, повышение срока службы линейной части за счет снижения скорости коррозии металла, а также предотвращения скорого износа изоляционных покрытий трубопровода.

Применение двухступенчатой системы охлаждения газа позволяет поддерживать постоянную температуру перекачиваемого продукта на выходе из компрессорной станции. Первичное охлаждение газа производится в аппаратах воздушного охлаждения и последующее охлаждение – в теплообменном аппарате, входящем в состав станции охлаждения газа.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аюпова З.С. Теплофизические свойства вечномерзлых грунтов // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт», № 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 2017.
2. Шарыгин В.М. Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов: дисс. на соиск. уч. степ.докт. техн. наук. – М.: 2006. – 314 с.
3. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности: Учебник/ А.Ф. Калинин, С.М. Купцов, А.С. Лопатин, К.Х. Шотиди.- М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016.- 264 с.
4. СТО Газпром 2-3.5-438-2010 Расчет теплотехнических, газодинамических и экологических параметров газоперекачивающих агрегатов на переменных режимах. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010 – 78с.

УДК 532.528

### **СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ МЕТОДОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ КАВИТАЦИИ**

*Л.Р. Ачивакова, Е.Л. Артемьева, УГНТУ, г. Уфа*

Одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и парафинистых нефтей является добавление разбавителя. Однако, для существенного снижения вязкости нефти требуется

вовлечение в смесь сравнительно большого количества разбавителя, как правило, ценного сырья, используемого в нефтехимической промышленности. Поэтому для более эффективного достижения результата рекомендуется обработка разбавленной парафинистой нефти кавитацией.

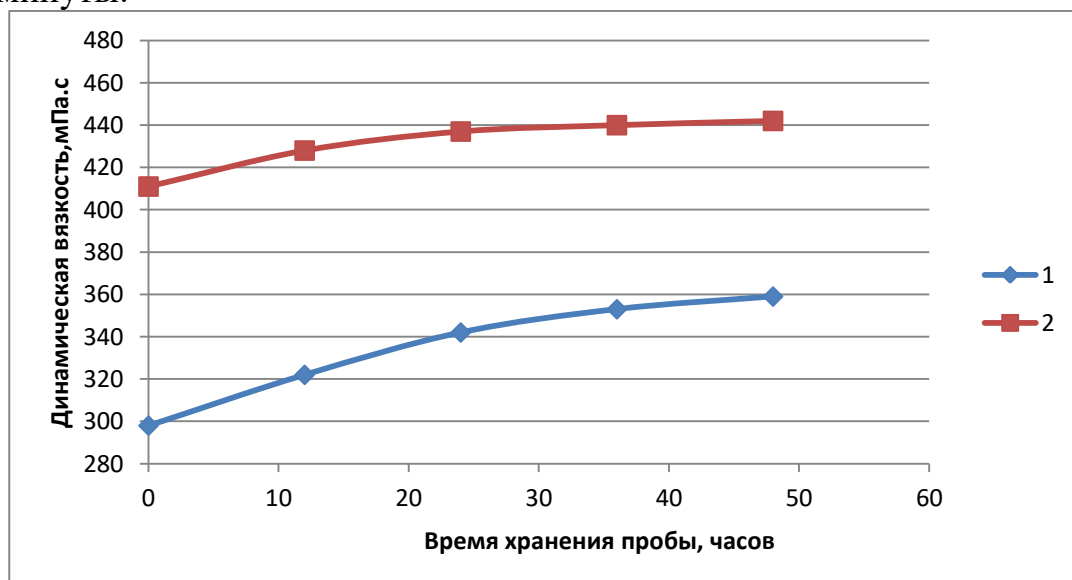
Кавитация ускоряет диффузию нефти в полости парафина, интенсифицирует процесс его разрушения. Ускорение растворения парафина идет за счет интенсификации перемешивания нефти на границе нефть-парафин и действия импульсов давления, которые разбрызгивают частицы парафина. Под воздействием кавитации большой интенсивности на протяжении длительного времени нарушаются связи в молекулах парафина, вследствие чего происходят изменения физико-химического состава (уменьшение молекулярного веса, температуры кристаллизации и др.) и свойств нефтепродуктов (вязкости, плотности, температуры вспышки). В процессе импульсной кавитационной обработки нефти и нефтепродуктов энергия, выделяющаяся при схлопывании кавитационных пузырьков, используется для разрыва химических связей между атомами больших молекул углеводородных соединений.

Для экспериментального исследования изменения вязкости нефти путем кавитационного воздействия предложена лабораторная установка с ультразвуковым генератором и магнитострикционным преобразователем, преобразующим энергию магнитного поля в энергию механических колебаний.

На рисунке 1 представлены графики зависимости динамической вязкости парафинистой нефти от времени хранения пробы:

1 – при перемешивании ее с 10% разбавителя;

2 – при добавлении 10% разбавителя с последующей кавитацией в течение 1 минуты.



1 – после кавитационной обработки; 2 – без кавитационной обработки

Рисунок 1 – Зависимость динамической вязкости парафинистой нефти от времени хранения пробы после разбавления

Вывод:

Снижение вязкости при воздействии на нефть кавитацией эффективнее на 25-30% по сравнению с введением лишь разбавителя.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Машиностроение, 1975. – 559 с.
2. Надиров Н.К., Ковальчук Т.Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей / Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов, добыча и переработка: докл. Международной конференции. – Казань, – 1994, – т.4. – С. 1277 – 1285.
3. Людвицкая А.Р. Снижение сопротивления устройства для откачки нефти с помощью улучшения гидродинамики потока. Трубопроводный транспорт - 2012. Материалы VIII Международной учебно-научно-практической конференции. 2012. С. 424 – 426.

УДК 621.65.03+621.65.05

### **О НАПРАВЛЕНИЯХ, СПОСОБСТВУЮЩИХ УЛУЧШЕНИЮ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ**

*С.Г. Бажайкин, М.З. Ямилев, А.С. Михеев,  
НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.*

Основной причиной, которая приводит к выходу из строя того или иного механизма является прогиб вала и возникающий дисбаланс ротора. Такой вывод следует из анализа работы промышленных и магистральных центробежных насосов [1], [2].

Исследования, приведенные в работах [1], [2], показывают, что 70 % отказов приходилось суммарно на подшипники и торцевые уплотнения. Сегодня, попросту говоря 40 лет, выход из строя подшипников и торцевых уплотнений занимает первое место среди других неисправностей, то есть многолетние усилия по улучшению конструкции подшипников и торцевых уплотнений не привели к желаемому результату.

Аналогичная ситуация с щелевыми уплотнениями рабочих колес. Износ уплотнений непосредственно связан с прогибом вала. Увеличение щели с 0,3 мм до 1 мм приводит к снижению КПД на 5 %, а увеличение щели до 2 мм – на 10 %. Интенсивный износ уплотнений происходит за первые 4000 ч работы насоса. Все мероприятия по подбору и притиранию трущейся пары дают улучшения в первое время, но не приводят к радикальным изменениям. Эти изменения возможны, если убрать причину износа – исключить прогиб вала и уменьшить дисбаланс ротора. Движение по этому пути возможно, если совместить разработку новых конструкций с применением новых композиционных материалов. Для уменьшения прогиба вала необходимо увеличить его жесткость. Это возможно в результате применения новых материалов [3], новой конструктивной формы (например, трубчатая конструкция), уменьшения длины вала и перехода на безвальную конструкцию. Жесткость вала из композиционных материалов можно увеличить путем внедрения в композит наночастиц определенного свойства. Такие работы ведутся в Институте физики прочности и материаловедения Сибирского отделения Российской академии наук. Вал из композиционных материалов, имея высокий модуль упругости, будет иметь в несколько раз меньшую распределенную массу. При переходе на безвальную конструкцию используется полый ротор электродвигателя с экраном из фторопласта или подобного ему по свойствам композиционного материала. Это подробно изложе-

но в работах [4], Для уменьшения прогиба вала необходимо уменьшить массу деталей, входящих в состав ротора, например, за счет применения сверхвысокомолекулярного полиэтилена (СВМПЭ) [5], [6]. Данный материал легче воды и по прочности не уступает стали. Применение новых отечественных композиционных материалов, например фенольного углепластика, для подшипников скольжения позволяет использовать встроенные подшипники и значительно сократить длину вала [5].

Применение композиционных материалов для подшипников, увеличение жесткости вала с уменьшением массы ротора позволит создать надежную бесшумную машину для народного хозяйства.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Отчет «Исследование режимов работы, показателей надежности и ресурса магистральных насосов типа НМ. Тема2-2-76». Уфа, ВНИИСПТнефть.
2. С.Г. Бажайкин, А.С. Михеев, А.А. Багманов, В.С. Велижанин. Опыт разработки и проектирования центробежных насосов для отечественных систем промышленного сбора и магистрального транспорта нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2018, № 2 (8).
3. С.Г. Бажайкин, А.С. Михеев, В.С. Велижанин. Опыт применения композиционных материалов при совершенствовании насосов типа ЦНС // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017, № 4 (110), с. 186-192.
4. С.Г. Бажайкин. О конструктивных особенностях разработки совмещенного насоса-электродвигателя для транспорта нефти и нефтепродуктов . IX Международная научно-техническая конференция, Воронеж, 2017, с. 39-43.
5. Бажайкин С.Г., Ахметгалиев Р.З., Багманов А.А., Михайлов В.И. К проблеме применения деталей проточной части высоконапорных центробежных насосов типа ЦНС из пластмасс // Вопросы материаловедения. 2006. № 2 (46). С. 218-220.
6. Селютин Е.Г., Гаврилов Ю.Ю., Воскресенская Е.Н. и др. Композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена: свойства, перспективы использования. // Химия в интересах устойчивого развития, 2010, т. 18, С. 375-378.

УДК 624.124

### **АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОТНОШЕНИЯ ПЛОЩАДЕЙ ИСПАРИТЕЛЯ И КОНДЕНСАТОРА НА РАДИУС ПРОМОРАЖИВАНИЯ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ**

*Т.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время при освоении северных нефтегазоносных районов возникают проблемы взаимодействия трубопровода с мёрзлым массивом, вследствие растепления многолетнемёрзлых грунтов.

Сохранение проектного положения оси трубопровода достигается с помощью промораживания сезонно-действующими охлаждающими устройствами (СОУ), согласно принципа I проектирования, с сохранением грунтов в мёрзлом состоянии.

Практика использования СОУ показывает, их использование не всегда позволяет исключить возможность появления бугров пучения при промораживании грунта [1-3].

Исследования проведённые в [4-6] показали, что с увеличением скорости промораживания грунта до опасных значений от  $(0,056...0,111) \cdot 10^{-7}$  м/с до

$(22...42) \cdot 10^{-7}$  м/с приводит к резкому увеличению льдонакопления вокруг испарителя термостабилизатора.

Расчёт в программном комплексе Frost 3D Universal для моделирования теплового взаимодействия трубопровода с грунтом позволил провести расчёт скорости и радиуса промораживания для районов с разными климатическими условиями и с различным конструктивным исполнением для оценки правильности. Полученные среднемесячные радиусы и скорости промораживания, с октября по март, на рассматриваемом участке магистрального нефтепровода показали, что в начальный период работы термостабилизаторов, отношение площадей испарительной и конденсаторной части  $\frac{F_u}{F_k}$  не сильно влияет на работу термостабилизатора вне зависимости от конструкции.

Результаты расчёта показали, что при эксплуатации СОУ при надземной прокладке трубопровода его работоспособность снижается в течении 2-3 лет его использования, при условии задания соотношения  $\frac{F_u}{F_k} = 1$  (в соответствии с заявленными паспортными характеристиками заводом-изготовителем).

В результатах дальнейших исследований было выявлено, что при отношении  $\frac{F_u}{F_k} = 0,5$  работоспособность СОУ поддерживается в течение 10 лет при соответствующем его обслуживании.

Геокриологическое прогнозирование условий проектируемой трубопроводной трассы позволит использовать данное техническое решение, с целью увеличения эффективности использования СОУ и снижения аварийности трубопроводов проложенных на многолетнемёрзлых грунтах.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты// Территория Нефтегаз. 2017. №1-2.С.100-106.
2. Гаррис Н.А., Закирова Э.А., Кутлыева З.Р. Учет тепла трения при расчете режима регулируемого теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом// Нефтегазовое дело. 2017. Т.15.№1. С.108-113.
3. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Борьба с буграми пучения // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 2. С. 73-78.
4. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов // Территория Нефтегаз. 2017. № 5. С. 70-78.
5. Гаррис Н.А., Акчурина Э.А., Бахтизин Р.Н. Сопряженная задача теплообмена с инъекцией холода с поверхности земли // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 25-32.
6. Закирова Э.А. Как избежать пучения грунтов в основании трубопроводов// Трубопроводный транспорт.2017. С.415-416.



## СНИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТАНОВОК

*А.Р. Бурашин, Д.А. Годовский, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа*

Во время эксплуатации газотранспортных систем возникают значительные потери газа при ремонтных работах. Согласно существующей системе организации ремонта линейной части магистральных газопроводов газ из ремонтируемого участка трубопровода сбрасывается в атмосферу для обеспечения безопасного производства огневых и прочих работ. За один ремонт количество выбрасываемого газа может достигать значений порядка 0,4-0,5 млн. м<sup>3</sup> в зависимости от размеров ремонтируемого участка трубопровода и давления газа в нем. При среднем числе ремонтов 12-15 на каждые 1000 км в год теряется около 6-7 млн. м<sup>3</sup> газа на участке такой длины.

Одновременно при отключении ремонтируемого участка в технологическом коридоре магистральных газопроводов растут энергозатраты на транспорт, в результате чего необходимо сокращать время ремонта с момента отсечения участка.

Для откачки газа из ремонтируемого участка могут применяться мобильные компрессорные установки (МКУ), при этом часть газа пойдет на привод центробежных компрессоров. В процессе откачки произойдет снижение давления в ремонтируемом участке, что потребует работы нескольких центробежных нагнетателей газа последовательно, и охлаждение компримированного газа.

Данная схема может быть модернизирована применением ступенчатого эжектора перед ЦБН, такая компоновка способна обеспечить практически постоянное высокое давление на входе в ЦБН (рисунок 1). Рабочий вариант был спроектирован и реализован консорциумом «Энергомашэкспорт» [1].

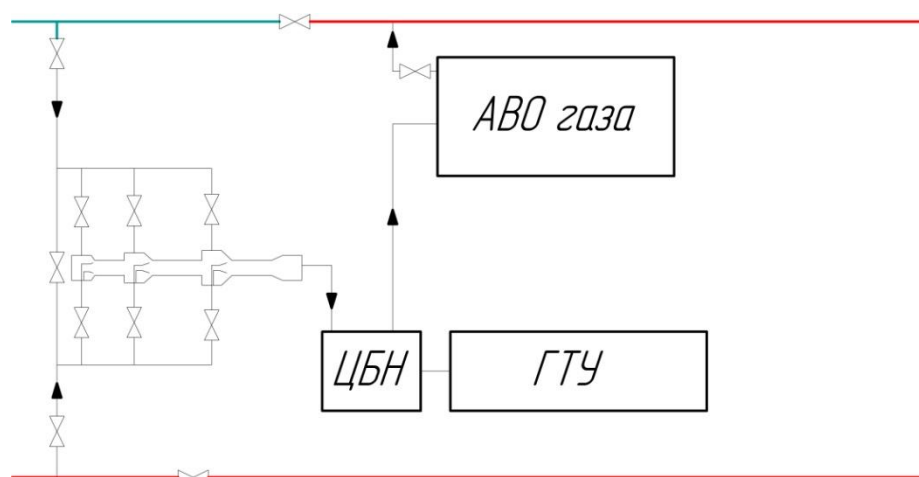


Рисунок 1 — Принципиальная схема МКУ

Регулирование эжектора осуществляется работой на различных ступенях. В процессе откачки по мере падения давления в отключенном участке расход эжектируемого газа уменьшается и для поддержания высокого коэффициента

эжекции необходимо компенсирующее включение ступеней эжектора, что приводит к нестабильному суммарного расходу через эжектор [2].

Интересным в плане модернизации в системе эжектор - ЦБН МКУ является переход от многоступенчатого эжектора к эжектору с регулирующей иглой.

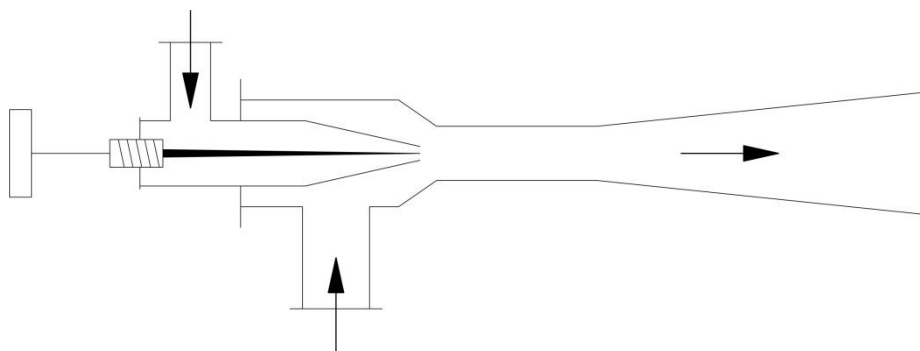


Рисунок 2 — Конструкция эжектора с регулирующей иглой

Преимуществом данной конструкции является возможность плавного регулирования работы эжектора, изменением проходного сечения. При этом необходимо обеспечить соотнесение положения иглы с параметрами работы эжектора (коэффициент эжекции, давления на входе в сопло, переходе, выходе из эжектора). При ожидаемых больших расходах газа не будет проявляться недостаток данного принципа регулирования — неустойчивая работа на малых расходах [3].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при эксплуатации оборудования насосных и компрессорных станций: учебное пособие. — Уфа: УГНТУ, 2011г. — 255 с.
2. Юмагулов Р.Д. Применение эжектора для откачки газа из опорожняемого газопровода/ Юмагулов Р.Д., Годовский Д.А. Материалы XIII международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018».- Уфа, Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 424-425.
3. Ионин А.А. Газоснабжение: учебник для вузов. — М.: Стройиздат, 1989. — 439 с.

УДК 519.816

#### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА**

*А.А. Галимов, Э.С. Нуриманова, Т.А. Бакиев, А.И. Асадуллин,  
ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

В настоящее время на ГРС ООО «Газпром трансгаз Уфа» эксплуатируется 174 подогревателя газа (далее – ПГ), при этом ежегодно увеличивается доля установленных ПГ с промежуточным теплоносителем (далее – ПТ). ПТ состоит из воды, диэтиленгликоля, а также противокоррозионного комплекса моноэтаноламина и должен соответствовать требованиям ГОСТ 28084-89 Жидкости охлаждающие низкотемпературные.

Согласно требованиям руководства по эксплуатации завода-изготовителя проверка технического состояния ПТ проводится не реже 1 раза в 2 года непрерывной эксплуатации ПГ. В ходе анализа проверяются следующие параметры:

1. Внешний вид. ПТ должен быть прозрачным, однородно окрашенным и не содержать механических примесей.
2. Плотность при 20 °С. Нормативные значения 1,085 – 1,100 г/см<sup>3</sup> для ОЖ-65, 1,065 – 1,085 г/см<sup>3</sup> для ОЖ-40.
3. Водородный показатель pH. Нормативное значение 7,5 – 11,0.
4. Щелочность. Нормативное значение не менее 10 см<sup>3</sup>.

При несоответствии ПТ рекомендуется его корректировка или замена. Ввиду ограниченности материальных и технических ресурсов возникает необходимость определения приоритета проведения восстановительных мероприятий на каждом ПГ с ПТ.

В качестве критерия для оценки приоритета удобно использовать аддитивный интегральный критерий:

$$K = \sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i,$$

где  $w_i$  – весовые коэффициенты  $i$ -го частного критерия  $x_i$ .

Основная сложность данного метода связана с нахождением коэффициентов  $w_i$ . Например, метод экспертных оценок сопровождается трудностью в подборе экспертов, большими трудозатратами и возможностью получения больших ошибок. В связи с этим предлагается использовать ранее известный энтропийный метод с возможностью получения весовых коэффициентов на основе статистических значений  $i$ -ых критериев для  $j$ -ых альтернатив –  $x_{ij}$  [1].

Ввиду того, что соответствие внешнего вида ПТ требованиям ГОСТ (прозрачный, однородно окрашенный, без механических примесей) обычно сопровождается соответствием остальных параметров, а несоответствие (мутный, с механическими примесями) – несоответствием, а также его нечисловой оценкой, то в качестве частного критерия он не использовался. В качестве критериев использовались:

1.  $x_{1j}$  – отклонение плотности ПТ  $j$ -ого ПГ от среднего нормативного значения для ОЖ-40, %;
2.  $x_{2j}$  – отклонение водородного показателя ПТ  $j$ -ого ПГ от среднего нормативного значения, %;
3.  $x_{3j}$  – отклонение щелочности ПТ  $j$ -ого ПГ от нормативного значения, %.

В результате вычислений были получены весовые коэффициенты ( $w_1=0,006$ ,  $w_2 = 0,254$ ,  $w_3 = 0,740$ ), а также общий вид зависимости для оценки приоритета проведения замены или корректировки ПТ конкретного ПГ:

$$K_j = 0,006 \cdot x_{1j} + 0,254 \cdot x_{2j} + 0,740 \cdot x_{3j}$$

Фрагмент исходных и расчетных данных представлен в таблице 1.

По полученной зависимости можно сделать вывод о необходимости первоочередной корректировки или замены ПТ ПГ с высокими отклонениями от нормы по щелочности и pH.

Таблица 1 – Данные для оценки качества ПТ ПГ

| № п/п | Наименование оборудования | Место установки       | Результаты анализа                                              |                              |                       |                             | Отклонения показателей, % |      |     | К, % |
|-------|---------------------------|-----------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------------|-----------------------|-----------------------------|---------------------------|------|-----|------|
|       |                           |                       | Внешний вид                                                     | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Водородный показатель | Щелочность, см <sup>3</sup> | x1                        | x2   | x3  |      |
| 1     | ГПМ-ПТПГ-15М-01           | ГРС Большеустикинское | Светло-желтая прозрачная жидкость без механических примесей     | 1,072                        | 7,92                  | 36,7                        | 0,28                      | 14,4 | 0   | 7,1  |
| 2     | ГПМ-ПТПГ-10               | ГРС Бала-Четырман     | Мутная однородная окрашенная жидкость с механическими примесями | 1,104                        | 4,9                   | 0                           | 2,7                       | 47,0 | 100 | 97,9 |

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А. Г. Раев. Об одном способе определения весовых коэффициентов частных критериев при построении аддитивного интегрального критерия, Автомат. и телемех. 1984. № 5. С. 162–165.

УДК 622.692.4

**ДИАГНОСТИКА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

*И.Т. Галимзянов, О.Ю. Полетаева, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа*

При эксплуатации центробежного насосного агрегата на его детали и узлы действуют динамические (переменные, ударные), статические и циклические нагрузки. Постоянные статические нагрузки поражают изменение формы деталей, зазоров в кинематических парах сопряженных деталей, образование трещин в деталях. Циклические нагрузки приводят к циклической усталости металла и развитию дефектов в узлах и деталях. Динамические нагрузки вызывают динамические напряжения и накопление усталостных разрушений деталей.

В работерассмотрен вопрос нестабильной работы двух немецких насосов CNF 100-315, установленных последовательно на нефтеперерабатывающем заводе при отсутствии дефектов на каждом из них.

По изложенной отделом технического надзора завода, вибрация системы из двух подключенных насосов начиналась при частоте в 49 Гц и периоде в 40 секунд.

После детального изучения проблемы, нами был произведён расчет колебаний энергетической установки. Исходя из полученных результатов сделан вывод: в каждый определенный период  $T=40$  секунд, выявлялась крайне низкая разница между оборотной частотой 1-го насоса  $\omega$  и оборотной частотой второго насоса  $k$ , что приводило к биениям.

Чтобы исключить возможность возникновения биения насосов нами была предложена установка между агрегатами сильфонного компенсатора. Был произведён расчет сильфона и подобрано необходимое устройство.

После повторного расчёта силовой установки на момент биений, последние обнаружены не были, соответственно проблема решена.

## НОВЫЙ ПОДХОД К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПОРА В ТРУБОПРОВОДАХ

*Е.А. Гижя, КНУСА, г. Киев*

Существующие рекомендации по определению гидравлического коэффициента трения учитывают его зависимость от числа Рейнольдса  $Re$  и относительной эквивалентной шероховатости трубы  $\Delta_{\text{экв}}/D$ , но никак не связаны с гидравлическим коэффициентом трения в квадратичной области сопротивления  $\lambda_{\text{кв}}$  и граничным числом Рейнольдса  $Re_{\text{кв}}$ , при котором фактически устанавливается квадратичная область сопротивления и где  $\lambda$  практически не изменяется.

Опыты показали, что вычисленная по формуле Шифринсона  $\lambda = 0,11 \left( \Delta_{\text{экв}}/D \right)^{0,25}$  эквивалентная шероховатость трубы  $\Delta_{\text{экв}}$  при определенных по опытным данным  $\lambda_{\text{кв}}$  для разных диаметров труб даже из одного и того же материала, не является постоянной. Поэтому она не может считаться полноценной характеристикой трубы.

Обработка экспериментальных данных показала, что потери напора зависят не от абсолютных чисел Рейнольдса, а от отношения  $Re$  к его значению в квадратичной области сопротивления, т.е. от  $Re/Re_{\text{кв}}$  и гидравлического коэффициента трения  $\lambda_{\text{кв}}$ .

Можно считать, что  $Re_{\text{кв}}$  и  $\lambda_{\text{кв}}$  являются базовыми параметрами при определении гидравлического коэффициента трения, а известные из литературы формулы (Альтшуля, Шевелева др.) не учитывают этих факторов, что существенно влияет на правильное определение потерь напора.

Обработка опытных данных по предложенной методике позволила получить зависимости  $\lambda_{\text{кв}} = f(D)$  и  $Re_{\text{кв}} = f(D)$ , а также формулы  $\lambda_{\text{кв}} = K/D^\tau$  и  $Re_{\text{кв}} = N D^\eta$ .

Где коэффициенты  $K$ ,  $\tau$ ,  $\eta$  зависят от типа трубы и определяются по таблице [1]. Так, в частности, для асбестоцементных труб  $K = 0,0384$ ,  $\tau = 0,191$ ,  $N = 11017$ ,  $\eta = 0,876$ .

В качестве примера на рисунке 1 показаны графики  $\lambda = f\left(\lambda_{\text{кв}}; Re/Re_{\text{кв}}\right)$  для асбестоцементных труб нескольких диаметров, построенные по опытным данным и обработанные согласно предложенной методике.

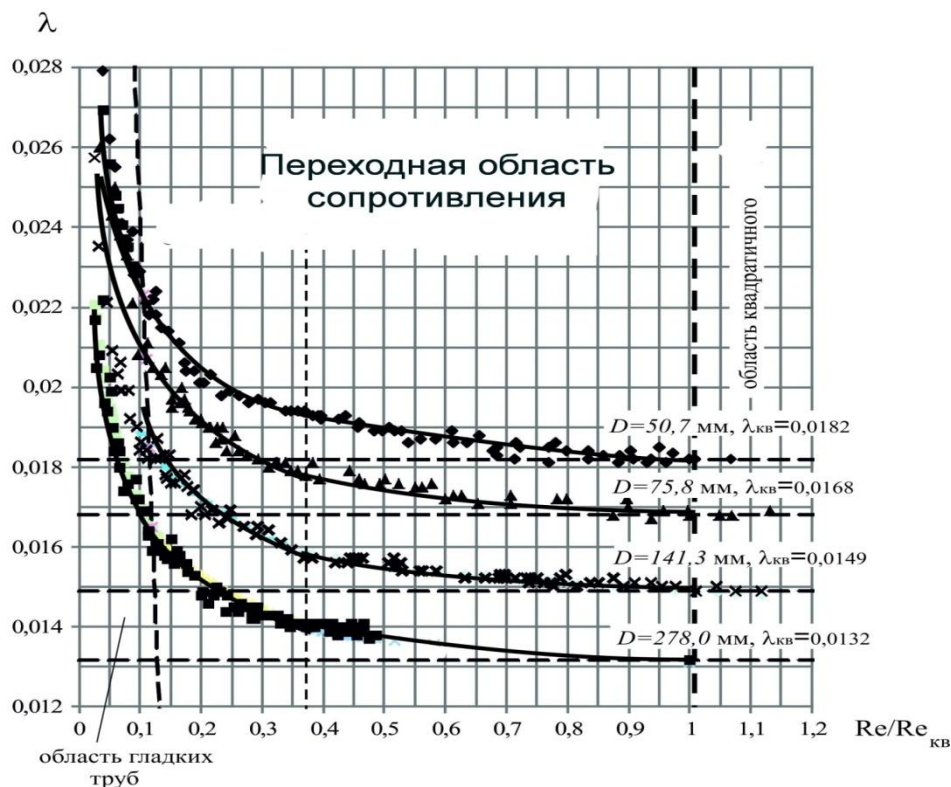


Рисунок 1 - Графики зависимости  $\lambda = f\left(\lambda_{\text{кв}}; \frac{\text{Re}}{\text{Re}_{\text{кв}}}\right)$  для асбестоцементных труб

Из графиков видно, что базовые параметры достаточно обоснованно характеризуют особенности гидравлического коэффициента  $\lambda$  и хорошо соответствуют экспериментальным данным.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Константинов Ю.М., Гіжа О.О. Особливості визначення втрат напору в перехідній і квадратичній областях опору / Ю.М.Константинов, О.О. Гіжа// Наук.-техн. зб. Проблеми водопостачання, водовідведення та гідравліки.-К.; КНУБА. 2013. вип. 22.-С. 140-148.

УДК 621.65.03

### СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ: АНАЛИЗ КРИОГЕННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

*Р.И. Гареев, А.Р. Аюпова, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время сжиженный природный газ (СПГ) играет всё более заметную роль на мировом рынке углеводородов. Рост потребления СПГ обусловлен не только отсутствием или дефицитом собственных энергетических ресурсов в отдельных странах и регионах, но и, прежде всего, значительными преимуществами СПГ перед другими энергоносителями.

Одним из главных преимуществ СПГ является снижение выбросов углекислого газа и других парниковых газов. Это делает его весьма востребованным в контексте общей тенденции к более экологичным энергетическим решениям. Сжиженный природный газ представляет собой вид топлива с высокими энергетическими характеристиками и октановым числом. Цена СПГ по стоимости у потребителя ниже цены сжиженного нефтяного газа и дизельного топлива.

В настоящее время российские нефтегазовые компании традиционно используют криогенное технологическое оборудование для перекачивания СПГ, которое производят американские и японские компании. В связи с ведением санкционной политики по запрету на импорт оборудования возникает необходимость внедрения конкурентного криогенного насоса отечественного производства.

В данной работе проведён сравнительный анализ насосов российского и зарубежного производства. В таблице 1 представлено сравнение характеристик японских насосов и насоса НСПГ 900-120, разработанного ОАО «ЛГМ», полученных при испытаниях на азоте.

Таблица 1 – Сравнение характеристик криогенных насосов

| Характеристики               | НСПГ 900-120 | Shinko 12EC-24 | Ebara 10EC-24 |
|------------------------------|--------------|----------------|---------------|
| Расход, м <sup>3</sup> /ч    | 900          | 1650           | 1650          |
| Напор, м                     | 120          | 177            | 177           |
| Частота вращения, об/мин     | 1450         | 1800           | 1800          |
| Кавитационный запас, м       | 1,5          | 0,8-1,3        | 0,7-1,3       |
| КПД, %                       | 82           | 80             | 80            |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup> | 426          | 426            | 426           |
| Температура, °С              | -161,5       | -163           | -163          |

Насос НСПГ 900-120 не уступает по техническим характеристикам, кавитационный запас отечественного насоса больше, чем у насосов Shinko и Ebara. Он состоит из комплектующих только российского производства, в связи с этим цена оборудования невысокая.

В качестве решения проблемы импортозамещения на основе проведённого анализа видится целесообразным внедрение насоса НСПГ 900-120 для систем заправки и подачи топлива газотурбовозов, выгрузки СПГ из танкеров-газовозов и из резервуаров систем регазификации, а также для заправки автотранспорта на замену насосам ведущих мировых производителей, таких как Shinko, Ebara, Nikisso и др.

Насос марки НСПГ 900-120 позволяет решать задачи перекачивания сжиженного природного газа из емкостей с минимально возможным уровнем остаточного СПГ при сохранении высоких технико-экономических показателей.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Солодченков, В.Ф. Опыт разработки насосного оборудования для систем перекачивания сжиженного природного газа / В.Ф. Солодченков, Е.В. Соколов // Судостроение. - №2. - 2013. - С. 44-46.
2. Аталиков, М.К. Альтернативный способ использования попутного нефтяного газа в качестве арктического транспортного топлива / М.К. Аталиков, А.Р. Людвиницкая // Трубопроводный транспорт-2018. Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции. -2018.-С.367-369.
3. Людвиницкая, А.Р. Математическое моделирование гидратообразования в полимерном армированном трубопроводе малого диаметра / А.Р. Людвиницкая, А.Л. Сухоносков, Р.Д. Джафаров // Международный научно-исследовательский журнал. - №5-2014. - С.89-90.

## **ВЛИЯНИЕ СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПРЯМОГО НАГРЕВА НА ИЗМЕНЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ВЫСОКОВЯЗКИХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ**

*А.Н. Жумаева, М.А. Осипов, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа*

В данной работе рассмотрены особенности применения физического воздействия, а именно сверхвысокочастотных (СВЧ) электромагнитных полей на высокие тяжелые нефти. По сравнению с другими традиционными технологиями нагревания основное преимущество СВЧ – это экологически чистый нагрев, имеющий высокий коэффициент преобразования СВЧ - энергии в тепловую.

Производился анализ нефти Саратовского месторождения при прямом нагреве и с помощью СВЧ-электромагнитного поля на режиме 540 Вт в течение 1 и 2 мин. Были получены следующие результаты: после СВЧ-обработки в течение 1 мин температура нефти  $t = 26\text{ }^{\circ}\text{C}$  значение вязкости составляет 2936,3734 мПа·с, при прямом же нагреве вязкость нефти при данной температуре составляет 5001,535 мПа·с, а после СВЧ-обработки в течение 2 мин температура нефти  $t = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ , значение вязкости 316,7324 мПа·с.[1]

На основании экспериментальных данных выполнен анализ работы одного из нефтепроводов, перекачивающего высоковязкую нефть. Был проведен теплогидравлический расчет нефтепровода.[2] По результатам расчета выяснилось, что при прямом нагреве и начальной температуре  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ , перекачка нефти невозможна, так как гидравлические потери составили 5484,322 м. При этой же температуре после применения метода СВЧ-обработки гидравлические потери составили 418,586 м.

Для осуществления перекачки при прямом нагреве нефть необходимо нагреть до температуры  $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тогда гидравлические потери при данной температуре составляют 528,924 м.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

- 1 Полетаева О.Ю. Влияние СВЧ-воздействия на изменение вязкости высоковязких тяжелых нефтей [Текст] / Леонтьев А.Ю., Полетаева О.Ю., Бабаев Э.Р. // НефтеГазоХимия – 2018. - №2 – С. 25-27.
- 2 Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ЗАКРУГЛЕНИЯ КОЛЕНА ВЫХЛОПНОГО ТРАКТА ГПА-16Р УФА**

*А.Ф. Ильясов, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа*

В данной работе, на основе численного анализа особенностей течения выхлопных газов ГТД в проточной части выхлопного тракта, был подобран оптимальный радиус закругления колена, который повышает КПД ГПА за счет уменьшения гидравлических потерь. Численный анализ выполнен в пакетах Компас 3D 16.2 и Ansys 19.2.



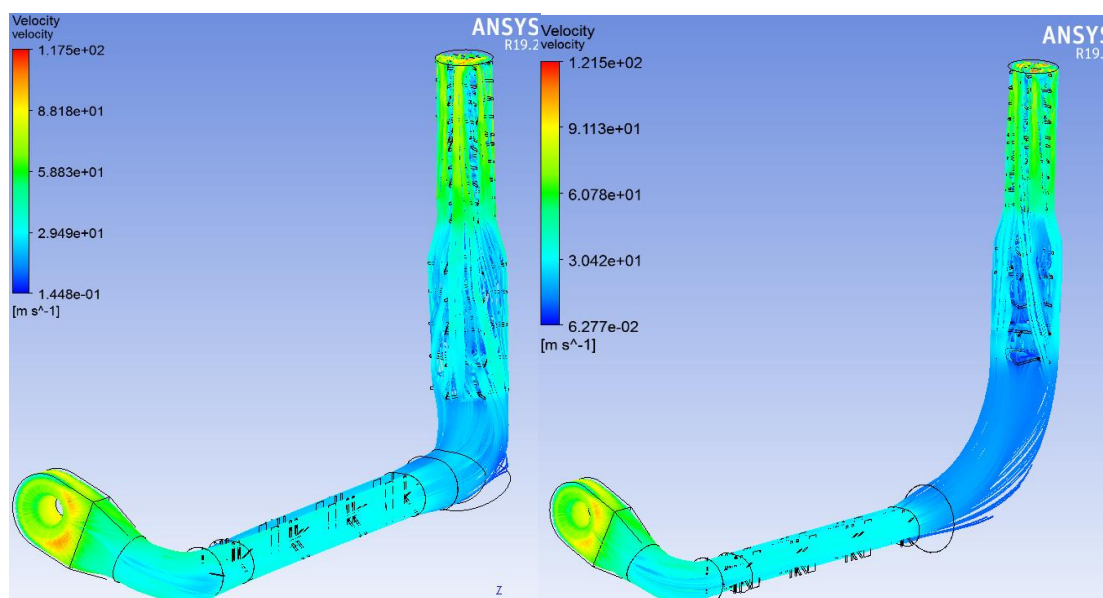


Рисунок 1 – Исходная компоновка (слева) и компоновка с радиусом закругления равным двум диаметрам (справа)

| Радиус закругления                                     | исходный | R=1D  | R=1,5D | R=2D  | R=2,5D | R=3D  |
|--------------------------------------------------------|----------|-------|--------|-------|--------|-------|
| $\sigma = P_{\text{вх}} / P_{\text{вх}} \cdot 100, \%$ | 95,42    | 95,44 | 95,62  | 95,68 | 95,66  | 95,64 |

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Смирнов А.В. Численное исследование течения газа в выхлопных трактах газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом на базе двигателя ДН80Л1 [Текст] / Смирнов А.В., А.Н. Цедренков, О.Н. Щербаков, А.Ю. Каруцкий, В.П. Парафейник // Вестник двигателестроения – 2015. - №2 – С. 199-206.
2. Арнст А.А., Гаррис Н.А., Бахтизин Р.Н. Конвертирование двигателя АЛ-31СТ к условиям компрессорных станций магистральных газопроводов/Нефтегазовое дело. 2018. т.16. № 2. С. 67-77.

УДК 622.692.4.07:624.139

### УЧЕТ САМОПОГРУЖЕНИЯ НАЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА В НАСЫПИ ПРИ РАСЧЕТЕ ТЕПЛООБМЕНА С ПРОТАИВАЮЩИМ ГРУНТОМ

*З.Р. Кутлыева, УГНТУ, г. Уфа*

При эксплуатации нефтепровода в условиях мерзлоты главную опасность представляет формирование вокруг них ореолов протаивания. Тепловое воздействие нефтепровода приводит к уменьшению несущей способности грунта, возникают значительные осадки при оттаивании, появляются участки непрочного положения. Труба может переместиться на поверхность грунта из-за пучения грунта, и опуститься вниз из-за тепловой просадки. Подобное возможно предотвратить в результате принятия правильных проектных решений по тепловому взаимодействию нефтепровода с мерзлым грунтом.

Практика эксплуатации трубопроводов на мерзлоте показывает, что потеря устойчивости трубопровода происходит как при подземной, так и наземной прокладке трубопровода, но возможность перехода трубопровода в напряженное состояние минимизирована при наземной прокладке [1].

Одним из вариантов можно рассмотреть наземную прокладку трубопровода в насыпи в режиме самопогружения. Это осуществимо при укладке трубопровода по дневной поверхности на торфяном основании с максимальным использованием несущей способности мохово-растительного покрова. При этом толщина сплошного верхнего растительного покрова должна быть не менее двух диаметров трубопровода. Согласно СП 25.13330.2012 для магистральных трубопроводов в условиях вечномёрзлых грунтов наземный способ прокладки (в насыпи) допускается.

Целью работы является сведение к минимуму теплового и механического воздействия на грунт [2] при строительстве и эксплуатации трубопроводной системы, что возможно при регулируемом теплообмене с ограничением ореола протаивания  $R_0 = R_{0min} \dots R_{0max}$ , или  $R_0 = const$  [3].

Рассмотрим результаты расчета регулируемого теплообмена нефтепровода диаметром 0,529 м, проложенного по поверхности Земли в насыпи на многолетнемёрзлом грунте [4]. Под действием собственного веса и веса насыпи происходит самопогружение трубопровода. При заполнении нефтью происходит растепление грунта, развивается ореол протаивания.

При самопогружении изменяются конструктивные параметры насыпи. Влияние формы насыпи на теплообмен трубопровода с грунтом можно учесть конструктивным параметром — углом  $\beta'$ , который зависит от положения оси трубопровода  $h'$ , первоначальных размеров насыпи  $\beta, l_H, l_B, H_0$  и радиуса трубопровода  $R$ .

$$\beta' = f(h', \beta, l_H, l_B, H_0, R)$$

Алгоритм расчета учитывает изменение положения оси трубопровода  $h'$  и параметров теплообмена  $D_K, D_{ЭКВ}, H_{ЭКВ}$ .

$$\beta' = 2 \arctg \left[ \frac{\tg \frac{\beta}{2} \cdot (l_H - l_B) \cdot (H_0 + h')^2}{(l_H - l_B) \cdot (H_0 + h')^2 + 2 \cdot l_B \cdot (H_0 + R) + (l_H - l_B) \cdot (R - h')^2} \right]$$

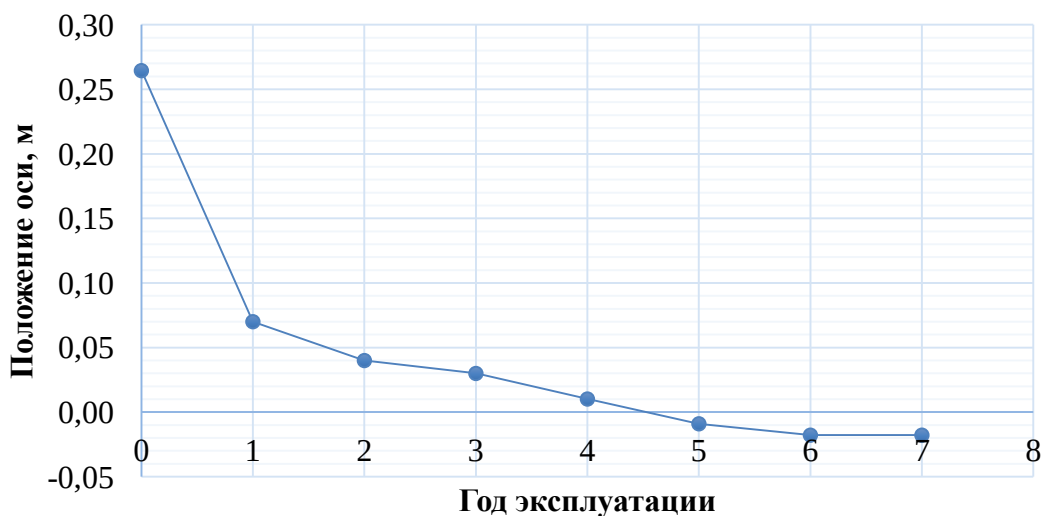


Рисунок 1 – Положение оси наземного трубопровода в режиме самопогружения в зависимости от года эксплуатации

Полученное решение позволяет предотвратить прогрессирующее протаивание грунта. Стабильность проектного положения трубопровода, проложенного наземно по дневной поверхности на мохово-растительный слой в насыпи, достигается на 6 год эксплуатации.

Практическая ценность данной работы заключается в том, что полученные расчеты могут быть использованы при проектировании нефтепроводов на мерзлых грунтах с учетом требования сохранности окружающей среды.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаррис, Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты / Н.А. Гаррис, Н.А. Колоколова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2013. №1. С. 13-17.
2. Гаррис Н. А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория "Нефтегаз", 2017. №1. С. 100-106.
3. Гаррис Н.А. Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды //Нефтяное хозяйство. 1990. № 1 С. 63-64.
4. Гаррис Н.А., Кутлыева З.Р. Алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг наземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты / Н.А. Гаррис, З.Р. Кутлыева, Г.Н. Баева // Нефтегазовое дело. 2018. Т.16, № 6. С. 46-55.

УДК 622.692.4.07:624.139

### **ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ОРЕОЛА ПРОТАИВАНИЯ ПРИ МАЛОИНТЕНСИВНОМ ТЕПЛООБМЕНЕ НЕФТЕПРОВОДА В МЕРЗЛОТЕ**

*А.А. Лебедева, А.И.Русаков, УГНТУ, г. Уфа*

Техногенное воздействие, неизбежное на этапах строительства трубопровода, кардинально меняет криогенную обстановку вдоль трассы, но практически не подлежит учету в проектировочных расчетах.

Экологические проблемы усложняют принятие технико-экономических решений, в частности, по определению степени заглубления нефтепровода. Надежность работы нефтепровода зависит от интенсивности теплообмена с окружающей средой и определяет его экологическую безопасность.

Повышенная теплоотдача от трубопровода в грунт приводит к растеплению мерзлого основания, обводнению и осадке грунта, потере устойчивости трубопровода и к аварийным ситуациям. С понижением теплоотдачи происходит уменьшение ореола протаивания вокруг трубы вплоть до смерзания грунта с трубопроводом, при этом максимально проявляются эффекты пучения грунта с формированием бугров пучения и выпучиванием трубопровода.

При заземлении трубы в мерзлом грунте и неравномерных перемещениях тело трубы "работает на срез". При достижении напряжений среза, превышающих предельные, происходит порыв трубы.

Очевидно, что при эксплуатации нефтепроводов в мерзлых грунтах тепловое воздействие на грунт должно быть ограничено.

В мерзлых грунтах, за счет тепла трения, которое выделяется при движении нефти и отдается в окружающую среду, образуется ореол протаивания с радиусом, который ограничивается, исходя из экологических требований [1,2].

Радиус протаивания  $R_0$  по длине нефтепровода может различаться из-за смены грунтов. Но так как теплообмен малоинтенсивный, то это отличие невелико, а наличие талика вокруг трубы исключает возможность ее «защемления», что является положительным моментом.

Теплообменом, а, следовательно, и ореолом протаивания можно управлять [3]. Путем технологического регулирования можно "остановить" прогрессирующее таяние грунта под трубопроводом [4]. При этом граница протаивания вокруг трубы будет постоянна во времени, а радиус ореола протаивания может быть задан в виде уравнение (1):

$$R_0 = \text{const.} \quad (1)$$

Для выполнения расчета на устойчивость трубопровода в мерзлом грунте, необходимого для обеспечения эксплуатационной надежности, требуется знать радиус ореола протаивания вокруг трубопровода  $R_0$  и зоны теплового влияния  $R_g$ , в пределах которых грунт меняет не только теплофизические, но и механические свойства.

Величины  $R_0$  и  $R_g$  определяются на основании уравнения теплового баланса, которое, при логарифмическом распределении температур в области талого и массиве мерзлого грунта, может быть представлено в виде уравнение (2):

$$\frac{\lambda_{zp}(t_{\text{бал}} - t_e)}{\ln \frac{2H}{R}} = \frac{\lambda_T(t_{\text{бал}} - t_0)}{\ln \frac{R_0}{R}} = \frac{\lambda_M(t_0 - t_e)}{\ln \frac{R_B}{R_0}}, \quad (2)$$

где  $\lambda_{zp}$  – расчетное значение коэффициента теплопроводности грунта, которое, при наличии ореола протаивания, определяется как среднеинтегральная величина,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$  [5];  $t_{\text{бал}}$  – балансовая температура нефти,  $^\circ\text{C}$ ;  $t_e$  – температура мерзлого грунта на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии,  $^\circ\text{C}$ ;  $H$  – глубина заложения оси трубопровода, м;  $R$  – радиус трубы, м;  $\lambda_T$  – теплопроводность талого грунта в пределах ореола протаивания радиусом,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;  $R_0$  – радиус ореола протаивания, м;  $\lambda_M$  – теплопроводность мерзлого грунта, включая область фазовых переходов,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;  $R_B$  – радиус теплового влияния, м.

На основании (2) получаем расчетные формулы для определения радиуса протаивания  $R_0$  и радиуса теплового влияния  $R_g$  в виде уравнений (3):

$$\begin{cases} R_0 = R \cdot \left( \frac{2H}{R} \right)^{\frac{\lambda_T(t_{\text{бал}} - t_0)}{\lambda_{zp}(t_{\text{бал}} - t_e)}}; \\ R_B = R_0 \cdot \left( \frac{R_0}{R} \right)^{\frac{\lambda_M(t_0 - t_e)}{\lambda_T(t_{\text{бал}} - t_0)}}. \end{cases} \quad (3)$$

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гаррис Н.А. Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды // Нефтяное хозяйство. 1990. № 1 С. 63-64.

2. Гаррис Н.А., Кутлыева З.Р. Алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг наземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты / Н.А. Гаррис, З.Р. Кутлыева, Г.Н. Баева // Нефтегазовое дело. 2018. Т.16, № 6. С. 46-55.
3. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты // Территория нефтегаз. 2017, № 1-2. С. 100 – 106.
4. Гаррис Н.А., Акчурина Э.А., Кутлыева З.Р. Учет тепла трения при расчете режима регулируемого теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом // Нефтегазовое дело. 2017, т. 15, № 1. С. 108 – 113.
5. N A Garris, A I Rusakov, L R Baykova New approach to estimation of thermal conductivity coefficient for underground pipeline forming a thawing halo in permafrost // Journal of Physics: Conference Series Vol 1148, XXIV International Symposium on the Jahn-Teller Effect 4–29 June 2018, Santander, Spain.

УДК 547.022.1

## **СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК МЕТОД ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРАНСПОРТАБЕЛЬНЫХ СВОЙСТВ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ**

*А.Ю. Леонтьев, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа*

Популярность исследований в направлении СВЧ-метода объясняется широким кругом потенциального применения данного типа нагрева и его экологичностью. В нефтяной отрасли СВЧ-обработка может быть использована для улучшения качества подготовки товарной нефти, переработки отходов с целью выделения товарной нефти и восстановления оптимальных параметров работы объектов промысла и хранения нефти. К настоящему времени среди ученых нет единой точки зрения по вопросу механизма воздействия СВЧ-электротермии на высоковязкую нефть с большим содержанием асфальтенов, после обработки которой отмечалось снижение вязкости. По мнению одних ученых, снижение вязкости после СВЧ-нагрева связано непосредственно с самим использованием технологии, другие же считают ключевым воздействие как теплового, так и нетеплового эффекта микроволн.

Нагрев с помощью микроволновой технологии обладает принципиальными отличиями от традиционных методов передачи тепловой энергии материалу, основанных на одном или нескольких способах теплопередачи - конвекции, теплопроводности или излучения. Во всех трех случаях энергия распределяется по поверхности материала, таким образом, что градиент температуры направлен внутрь материала. При этом на поверхности материал имеет максимальную температуру.

В связи с тем, что СВЧ-воздействие все больше приобретает актуальность и интерес нами было исследовано его воздействия на реологические свойства высоковязких тяжелых нефтей.

В качестве образцов для исследования использовались нефти Волго-Уральского и Тимано-Печерского нефтегазоносных бассейнов с плотностью свыше  $910 \text{ кг/м}^3$ . Была проведена серия экспериментов, в которых изучались изменения вязкости от продолжительности и мощности СВЧ-обработки. В процессе исследования снимались кривые течения нефти как при прямом нагреве с шагом в  $10^0 \text{ C}$ , была построена зависимость динамической вязкости от темпера-

туры, также снимались кривые течения после СВЧ-воздействия. Также было показано изменение вязкости нефтей при хранении после прямого нагрева и СВЧ-обработки. Показано, что СВЧ-обработка имеет неоднозначное влияние на реологические свойства нефтей различного состава. По полученным результатам можно предположить, что после обработки СВЧ-воздействием происходит изменение в нефтяной дисперсной системе, которое может не только улучшить реологические свойства, но и ухудшить их.

УДК621.438:622.691.4

## **ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОКСОВАНИЯ МАСЛА В ОПОРАХ ТУРБИНЫ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ АЛ-31СТН**

*М.И. Мамин, УГНТУ, г. Уфа*

Двигатель АЛ-31СТН предназначен для привода компрессора природного газа газоперекачивающего агрегата ГПА-16 Р «УФА».

За период с 2013 года по 1-е полугодие 2017 года на КС зафиксировано 8 случаев коксования масла в маслопроводах и опорах силовых турбин привода. При этом, случаев коксования масла в маслопроводах и опорах турбин газогенераторов за весь срок эксплуатации ГПА-16Р «Уфа» не обнаружено.

Разборка двигателей и осмотр элементов опоры турбины показали, что образующийся кокс забивает каналы подвода масла к подшипнику, ухудшает чистоту поверхности их беговых дорожек, уменьшает пропускную способность системы суфлирования, что в ряде случаев приводит к необходимости досрочного снятия и проведения ремонта двигателя для восстановления деталей опоры турбины.

Причина коксования масла кроется в том, что из-за вибраций в процессе работы силовой турбины происходят смещения и образуются зазоры, в которые поступают выхлопные газы. Это приводит к повышению температуры масла в опорах силовой турбины, в результате чего происходит коксование. Особенно значительно это сказывается после останова двигателя, когда прекращается циркуляция масла.

В ходе анализа замеров температур во внутренней полости диффузора ГПА было установлено, что в первые 10 минут после останова двигателя температура масла повышается. В связи с этим было предложено обеспечить охлаждение полостей силовой турбины. Это предполагается достичь продувкой воздухом от внешнего (стендового) источника в течение времени, по истечении которого температура элементов турбины, контактирующих в процессе работы с маслом, снижается до величины, исключающей его коксование. Достоинством предлагаемого способа является то, что для его реализации не требуется существенных затрат на изменение конструкции двигателя, необходима лишь прокладка в ГПА специальных трубопроводов от источника сжатого воздуха, исполнительного и управляющего механизмов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Руководство по эксплуатации двигателя АЛ-31СТН - ОАО «НПО» Сатурн», Научно - технический центр им. А. Люльки, 2005. - 81 с.
2. Годовский Д.А. Эксплуатация оборудования компрессорных станций. Часть 2. Электронный учебно-методический комплекс, ИДПО УГНТУ – Уфа, 2013.

УДК 622.691.4.052

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ТЕПЛООБМЕНА В АППАРАТАХ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ**

*М.Ю. Мошута, Санкт-Петербургский горный университет,  
г. Санкт-Петербург*

В процессе транспортировки газа на компрессорных станциях осуществляется компримирование природного газа газоперекачивающими агрегатами. При сжатии природного газа происходит повышение его температуры.

Охлаждение газа после его компримирования осуществляется в целях обеспечения надежности и повышения эффективности работы магистрального газопровода. Для этих целей на компрессорных станциях устанавливаются аппараты воздушного охлаждения газа.

На магистральных газопроводах задача управления температурным режимом заключается в поддержании температуры природного газа после системы охлаждения компрессорного цеха выше температуры гидратообразования и ниже допустимого значения температуры исходя из требований устойчивой работы линейных участков газопроводов и целостности изоляционного покрытия.

На этапе проектирования компрессорных станций допускаются ошибки, которые приводят к неправильной работе отдельных технических устройств и всего производства в целом.

Тепловая производительность АВО зависит от многих возмущающих факторов, главными из которых являются: расход и температура технологического (транспортируемого) газа после компримирования, степень загрязнения поверхности теплообменников, температура наружного воздуха.

При решении задачи оптимизации процесса охлаждения природного газа при помощи аппаратов воздушного охлаждения температура окружающей среды является одним из ключевых факторов, поскольку отклонения фактической температуры воздуха от прогнозируемой на этапе проектирования оказывают наибольшее влияние на снижение эффективности охлаждения природного газа.

В работе представлен алгоритм решения оптимизационной задачи повышения эффективности процесса теплообмена в аппаратах воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях за счет комплексного подхода, включающего расчет эффективного угла атаки лопастей, повышение эффективности теплообмена за счет внедрения систем орошения, а также применение методики очистки трубного пространства.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аршакян И.И., Тримбач А.А. Повышение эффективности работы установок охлаждения газа // Газовая промышленность. 2006. - №12. - С. 52 - 55.

2. Габдрахманов А.А., Гаррис Н.А. Влияние эксплуатационного загрязнения на тепловые характеристики аппаратов воздушного охлаждения газа // Нефтегазовое дело. 2003. - №1. - С. 44.
3. Хворов Г.А., Юмашев М.В. Анализ энергосберегающих технологий охлаждения газа на основе аппаратов воздушного охлаждения в транспорте газа ПАО «Газпром» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 127–132.

УДК 622.692.4

## **ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ С ГАЗОТУРБИНЫМ ПРИВОДОМ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ**

*А.В. Новичков, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время на нефтеперекачивающих станциях магистральных трубопроводных систем, расположенных на территории Российской Федерации в качестве приводов насосных агрегатов, как правило, используются электродвигатели.

Электродвигатель являлся оптимальным вариантом по ряду причин: относительная простота конструкции и обслуживания, надежность работы и высокий коэффициент полезного действия (КПД) [1]. Вместе с этим использование данного типа приводов подразумевает наличие линий электропередач, по которым мощность передается от источника (электростанции) к потребителям (насосные агрегаты). В ряде случаев, расстояние между источником и потребителем столь велико, что сооружение линий электропередач является нецелесообразным в следствие сложности строительства и его дороговизны, что в свою очередь ставит задачу поиска альтернативных вариантов.

Одним из вариантов решения данной задачи является применение в качестве приводов насосных агрегатов газотурбинных установок (ГТУ), которые способны работать на жидком или газообразном топливе, источники которого находятся, как правило, на значительно меньшем расстоянии, чем источники электрической энергии [2].

Одним из преимуществ применения ГТУ является возможность изменения частоты вращения вала в достаточно широком диапазоне, что позволяет осуществлять регулирование работы насоса [3]. Однако, значительное отклонение от номинальных параметров газотурбинного агрегата способно привести к значительному снижению КПД установки, который даже у самых передовых установок не превышает 40% [4]. Следовательно, для эффективной эксплуатации газотурбинного насосного агрегата необходимо максимально придерживаться номинальных параметров привода, которые обеспечат наибольший КПД при заданном режиме перекачки.

Основной целью исследования являлось выявление способа эксплуатации газотурбинного насосного агрегата, способного обеспечить перекачку нефти с заданной производительностью при режиме работы ГТУ наиболее близком к номинальному. Увеличение и уменьшение рабочей частоты вращения ведут к изменению расхода жидкости в трубопроводе и отклонению от проектного значения, что ставит задачу регулирования работы газотурбинного насосного агрегата осуществления перекачки с требуемой производительностью.



В ходе работы рассматриваются следующие способы регулирования работы агрегата при выводе газотурбинного привода на номинальную частоту:

- Байпасирование (перепуск части жидкости из линии нагнетания на линию всасывания);
- Дросселирование (установка диафрагмы на линию нагнетания);
- Комбинированный (обустройства линии байпасирования с установкой дросселирующих диафрагм на этой линии).

Применение комбинированного способа является наиболее целесообразным из перечисленных при больших частотах вращения вала насоса, так как использование байпасирования и дросселирования по отдельности влечет за собой ряд трудностей (большой расход циркулирующей жидкости в байпасе, чрезмерный перепад давления на дросселе и т.д.).

Применение комбинированного способа позволяет сократить требуемый перепад давления на дросселе и расход циркулирующей жидкости. Поэтому дальнейшее изучение данного способа регулирования работы газотурбинного насосного агрегата представляет наибольший интерес. Целью дальнейших исследований является детальное изучение степени влияния различных конфигураций узла дросселирования на динамику потока жидкости в узле, а также вибрации, возникающую вследствие дросселирования жидкости.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гумеров, А.Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций / А.Г. Гумеров, Р.М. Гумеров, А.С. Акбердин. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2001. – 475 с.
2. Остапенко Н.Г., Новиков Р.С. Применение газотурбинных установок на нефтеперекачивающих станциях // Современные наукоемкие технологии. – 2013. – № 8-2. – С. 213-214.
3. Тянь В.К., Шелудько Л.П., Гулина С.А., Шепелов В.И., Верещагина И.В. Применение конвертируемых авиационных двигателей на нефтеперекачивающих станциях магистрального нефтепровода // Известия Самарского научного центра РАН. 2016. №1-2.
4. Шпилевой В.А., Закирзаков А.Г. Сопоставление электрического и газотурбинного типов привода насосных станций магистральных нефтепроводов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 6. – С. 202-206.

УДК 621.644.07

### УТОЧНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ЗА СЧЕТ САМОУПЛОТНЕНИЯ МЕРЗЛОГО ГРУНТА

*А.Ф. Нугуманова, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа*

Предлагается методика для расчета коэффициента теплопроводности мерзлого грунта с нарушенной структурой для трубопроводов, сооружаемых в северных условиях.

Ранее было проведено уточнение коэффициента теплопроводности грунта обратной засыпки для нефтепровода, проложенного в талый грунт [1]. С учетом суммарной влажности  $W_c$  и незамерзшей влаги  $W_n$  [2] по формуле (1) определяется коэффициент теплопроводности мерзлого грунта

$$\lambda_{\text{мг}} = C'_1 + C'_2 \cdot \rho_{\text{ск}} W_c + (C'_3 - C'_2) \cdot \rho_{\text{ск}} W_c e^{-A(t_3 - t)}, \quad (1)$$

Где  $C'_1, C'_2, C'_3, A$  – постоянные коэффициенты;  $\rho_t = \rho_{\text{ск}}(1 + w_c)$ ;  $\rho_{\text{ск}}$  – плотность скелета грунта;  $t_3$  – температура начала промерзания грунта.

При  $t_3 = t$  формула (1) примет вид

$$\lambda_{\text{мг}} = C'_1 + C'_3 \cdot \rho_{\text{ск}} W_{\text{с}}. \quad (2)$$

Коэффициент теплопроводности талого грунта определяется по формуле (3) [1].

$$\lambda_{\text{тг}} = C_1 + (C_2 + C_3) \rho_{\text{ск}} W_{\text{с}} + C_3 \rho_{\text{ск}} \quad (3)$$

Путем согласования (2) и (3) получаем коэффициенты  $C'_1, C'_2, C'_3$ .

В качестве примера был рассмотрен нефтепровод, проложенный в условиях Крайнего Севера (длиной 250 км,  $t_{\text{н}} = -55^\circ\text{C}$ ). Расчет показывает, что за счет самоуплотнения и содержания ледяных включений коэффициент теплопроводности вырос на 13,1% (таблица 1).

Таблица 1 – Изменение коэффициента теплопроводности грунта во времени

| $\tau$ , год | $\rho_{\text{ск.т.}}$ , кг/м <sup>3</sup> | $\lambda_{\text{т}}(w_{\text{с}} = 25\%), \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$ |
|--------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0            | 1172                                      | 1,465                                                                                      |
| 8            | 1385                                      | 1,686                                                                                      |

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Гаррис Н.А., Хузина А.Ф., Русаков А.И. Тепловой режим нефтепроводов в грунтах с нарушенной структурой // Нефтегазовое дело, 2017, Т.15, №4, С. 125-130
- 2 Тугунов П.И., Гаррис Н.А., Гималетдинов Г.М. Определение коэффициента теплопроводности грунтов в области отрицательных температур // РНТС "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", М.: ВНИИОЭНГ, 1982, № 7, С. 2-3.

УДК 620.197

### **ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОКАТЕЛИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА**

*Э.С. Нуриманова, А.А. Галимов, Т.А. Бакиев, А.И. Асадуллин*  
*ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа*

В состав технологического оборудования газораспределительных станций (ГРС), компрессорных станций (КС) входят подогреватели газа, которые предназначены для нагрева перед дросселированием природного газа магистральных газопроводов в системах регулирования газораспределительных пунктов и станций.

При понижении давления газа происходит понижение его температуры (эффект Джоуля-Томсона). При этом возникает нестабильная работа регуляторов давления газа, узлов учёта, арматуры. Для борьбы с этими негативными явлениями широко применяются подогреватели газа с промежуточным теплоносителем. Состав промежуточного теплоносителя представляет собой воду, диэтиленгликоль (ДЭГ), а также противокоррозионный комплекс моноэтаноламин (МЭА) [1].

Диэтиленгликоль  $\text{CH}_2\text{OHCH}_2\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$  является вязкой, весьма гигроскопичной, бесцветной прозрачной жидкостью со сладким вкусом, практически без запаха. Выпускается промышленностью различных сортов (марок) в зависимости от требований и норм, предъявляемых ГОСТ 10136-77.

Применение ДЭГ в качестве промежуточного теплоносителя обусловлено совокупностью следующих его свойств:

1. Высокой теплоемкостью - чем выше величина теплоемкости, тем лучше работает система;

2. Низкой температурой замерзания;
3. Высокой температурой кипения;
4. Высокой температурой воспламенения: этот показатель важен для обеспечения безопасности работы;

5. Относительно низкой коррозионной активностью к металлическим конструкциям, что позволяет длительно эксплуатировать оборудование [2].

Для снижения окислительных процессов в ПТ добавляют органический ингибитор – моноэтаноламин. Органическое соединение  $C_2H_7NO$  является густой маслянистой жидкостью с характерным запахом. Смешивается с водой, обладает сильными щелочными свойствами. По степени воздействия на организм относится к веществам II класса опасности. По физико-химическим показателям моноэтаноламин должен соответствовать требованиям и нормам ТУ 2423-065-05807977-2004.

Моноэтаноламин регламентируется по следующим основным показателям:

1. Плотности - показателю чистоты вещества;
2. Температуре кристаллизации – содержанию основного вещества и наличию примесей [2].

Физико-химические свойства ПТ оценивали на соответствие требованиям ГОСТ 28084-89 «Жидкости охлаждающие незамерзающие. Общие технические условия». В ходе анализа проверялись следующие основные показатели:

Внешний вид - охлаждающая жидкость должна быть прозрачной, однородной окрашенной и не содержать видимых механических примесей.

Плотность ( $г/см^3$ ) при  $20^0C$  характеризует соотношение в охлаждающей жидкости диэтиленгликоля (ДЭГ) и воды. Чем больше диэтиленгликоля в охлаждающей жидкости, тем выше плотность.

Водородный показатель – величина рН теплоносителя указывает на изменение кислотности раствора, что определяет склонность к процессам коррозии.

Щелочность ( $см^3$ ). Низкие значения щелочности свидетельствуют о наличии кислой среды в теплоносителе, которая может являться причиной протекания окислительных процессов и коррозии оборудования.

По результатам проведенных испытаний промежуточного теплоносителя часть проб не соответствует ГОСТу. На данном этапе разрабатываются способы корректировки промежуточного теплоносителя, не соответствующим требованиям.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Н.М. Соловьёва, П.В. Хворостян Подогреватели газа с промежуточным теплоносителем опыт применения. // Вестник Газпромаша. - 2007. - №1. С.20-27.
2. Посмак М.П., Кузьбожев А.С., Канев А.В. Анализ причин снижения тепловой производительности подогревателей газа ПТПГ-30 АГРС ЭжваМикуньскогоЛПУ МГ // Территория нефтегаз. - 2009. - №3. С. 21-23.
3. Дымент О.Н., Казанский К.С., Мирошников А.М. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена. Под общей ред. О.Н. Дымента. - М.: «Химия», 1976. - 376 с.

## ВЛИЯНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЗОНАНСА НА ВИБРАЦИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

*К.А. Нурутдинова, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа*

Прочность трубопроводов тесно связана с величиной их колебаний. Особенно актуальной данная проблема становится при возникновении резонансных явлений, из которых наиболее вероятными и опасными с точки зрения разрушения являются изгибные или так называемые поперечные колебания. Эти колебания могут возникать в результате различных временных нагрузок на трубопровод, например ветровой, снеговой нагрузке [1, 2]. Рассмотрим результаты расчетов ветровой нагрузки на магистральный трубопровод на опорах диаметром 820 мм, толщиной стенки 10 мм, плотностью нефти равной 865 кг/м<sup>3</sup>.

При воздействии ветрового потока, обтекающего трубопровод диаметром  $D_H$ , расположенный поперек потока, вид гидродинамического течения бывает различным в зависимости от численного значения безразмерного параметра числа Рейнольдса  $Re$ :

$$Re = q \cdot \frac{v \cdot D_H}{\mu}, \quad (1)$$

где  $q$  — плотность воздуха ( $q \approx 0,0013$ );  $\mu$  — вязкость воздуха ( $\mu \approx 0,00017$  в системе CGS);  $v$  — скорость ветрового потока м/сек;

При значении  $Re > 50$  за препятствием образуется дорожка чередующихся вихрей, сбегających попеременно то с одного, то с другого края трубопровода, что, в рассматриваемом случае, получаем при скоростях ветра более 8 м/с. Чередующиеся вихри, сбегające с заветренной стороны в шахматном порядке (так называемые вихри Бенара-Кармана), создают периодические импульсы, частота которых (в Гц) вычисляется по формуле

$$n = St \cdot \frac{v}{D_H}, \quad (2)$$

где  $St$  — число Струхалия;  $v$  — скорость ветра в м/сек,  $D_H$  — наружный диаметр трубопровода в м.

Результаты расчета ветровой нагрузки на нефтепровод на опорах представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета ветровой нагрузки на нефтепровод на опорах

|                                           |      |      |      |      |      |
|-------------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Частотные коэффициенты, $k_{in}$          | 3,14 | 3,20 | 3,30 | 3,48 | 3,70 |
| Собственная частота $f_i$ , Гц            | 3,04 | 3,16 | 3,36 | 3,73 | 4,22 |
| Скорость ветра, м/с                       | 10   | 12,2 | 15   | 20   | 25   |
| Частоты возбуждающих колебаний $f_b$ , Гц | 2,31 | 2,82 | 3,47 | 4,63 | 5,79 |
| Число Струхалия                           | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,19 |

Основным средством обеспечения вибропрочности трубопровода является отстройка собственных частот  $f_i$  от частот возбуждающих нагрузок  $f_b$ . При этом должны выполняться условия [2]:

$$\frac{f_i}{f_B} \leq 0,7 \text{ и } \frac{f_i}{f_B} \geq 1,3 \quad (1)$$

Результаты проверки отражены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты проверки обеспечения вибропрочности нефтепровода

|                        |      |      |      |      |      |
|------------------------|------|------|------|------|------|
| $f_B$ , Гц             | 2,31 | 2,82 | 3,47 | 4,63 | 5,79 |
| $f_i$ , Гц             | 3,04 | 3,16 | 3,36 | 3,73 | 4,22 |
| $\frac{f_i}{f_B}$ , Гц | 2,62 | 1,36 | 0,96 | 0,81 | 0,72 |

По результатам проверки условия выполняются. Наиболее опасной скоростью ветра является от 13 до 15 м/с. Эти значения наиболее близки к условиям возникновения резонанса.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Айнбиндер, А.Б., Камерштейн, А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. М., Недра, 1982, 341 с.
2. Нурутдинова, К.А. О причинах аэродинамического резонанса трубопроводов [Текст] / К.А. Нурутдинова // Материалы 69-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ / УГНТУ. - Уфа, 2018. - Т. 1. - С. 452
3. 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 622.692.058

### ТРАНСПОРТ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ИНДУКЦИОННО-РЕЗИСТИВНОГО НАГРЕВА

*М.А. Осипов, А.Н. Жумаева, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа*

Транспорт высоковязкой нефти по трубопроводу ввиду их вязкости является сложной задачей, использование системы попутного электрообогрева позволяет поддерживать заданный режим течения и предотвратить остановку или «замерзание» трубопровода.

Целью расчета является определение требуемой мощности электроподогрева стенки трубопровода, а также расчет и сравнение гидравлических потерь по длине трубопровода при подогреве нефти с помощью печей и с применением индукционно-резистивного нагрева.

Расчет можно производить при разных граничных условиях: мощность системы электроподогрева постоянна по длине трубопровода; температура стенки трубопровода постоянна по его длине [1].

При подземной прокладке теплоизолированного трубопровода диаметра  $d_n = 426$  мм с пенополиуретановой тепловой изоляцией толщиной 60 мм и с учетом постоянства температуры стенки трубопровода (при этом мощность системы электроподогрева на начальном участке тратится на электроподогрев и на компенсацию тепловых потерь, а затем только на компенсацию тепловых потерь в окружающую среду) необходимая мощность электроподогрева составила  $P_э = 3117$  Вт. Гидравлические потери составили 430,7 м при условии, что начальная температура перекачки  $t_n = 35$  °С, а конечная  $t_k = 40$  °С. Гидравли-

ческие потери для данного трубопровода при подогреве в тепловых печах составили 316,06 м, при начальной температуре перекачки  $t_n = 40^\circ\text{C}$ .

Технологический расчет показал, что гидравлические потери для данной нефти при электрообогреве больше, чем при подогреве в печах.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

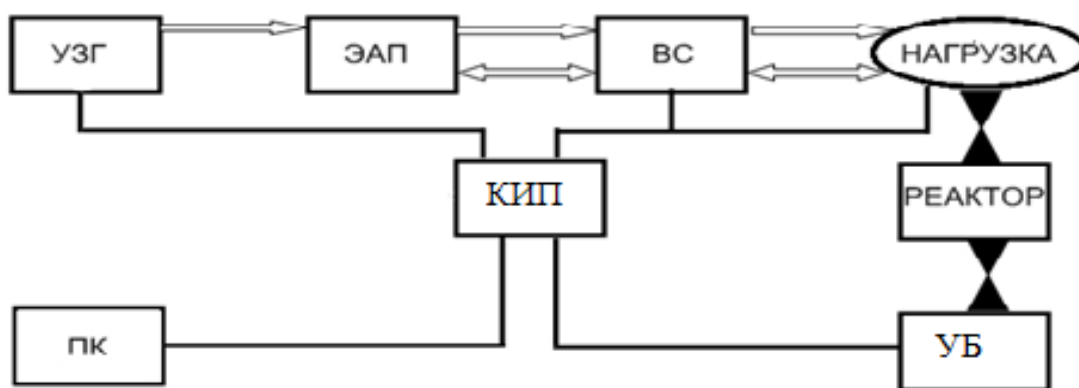
1. Вишняков, И.А. Обоснование рациональных режимов перекачки высоковязкой нефти по трубопроводу с эффектом подогрева пристеночного слоя потока: дис. канд. техн. наук: 25.00.19/ Вишняков Иван Александрович – СПб., 2012. – 150 с.
2. Струпинский М.Л. Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой отрасли: справочная книга / М.Л. Струпинский, Н.Н. Хренков, А.Б. Кувалдин. – М.:Инфра-Инженерия, 2015. – 272 с.

УДК 625.12

### СПОСОБ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОЧИСТКИ ВОДЫ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ

*С.А. Половков, А.В. Николаева, А.А. Гонопольский, ООО «НИИ Транснефть»*

Одним из способов повысить эффективность очистки сточных вод на сегодняшний день является использование ультразвука. Схема ультразвуковой установки показана на рисунке 1. Ультразвуковые генераторы нужны для работы электроакустических преобразователей, где ток с частотой 50 Гц преобразуется в ток 15-30 ГЦ. В качестве них используют пьезокерамические и магнито-стрикционные преобразователи. Механические колебания по волноводной системе передаются в реактор с подопытной средой. У реактора встроены датчики контроля параметров среды, с выводом на контрольно-измерительный прибор. Также в установку встроены блок управления, регулирующий параметры процесса. Вся информация идет в компьютер.



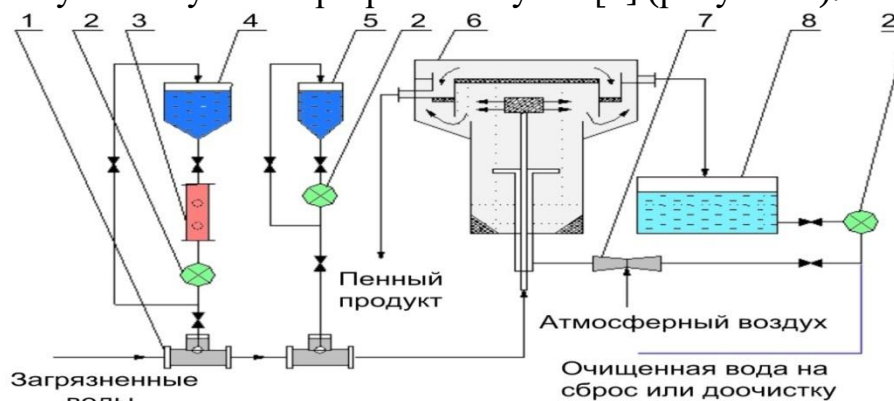
УЗГ – ультразвуковой генератор; ЭАП – электроакустический преобразователь;  
ВС – волноводная система; УБ – блок управления и запорно-регулирующей арматуры,  
КИП – контрольно-измерительный прибор; ПК – компьютер;  $\Rightarrow$  - направление потока энергии;  
 $\Leftrightarrow$  - акустический контакт между элементами колебательной системы и нагрузкой;  
 $\rightarrow$  – акустическая развязка в местах соединения колеблющихся и неподвижных элементов.

Рисунок 1 - Технологическая схема УЗ комплекса

Мощность ПКП, обычно составляет 1-2 кВт, а КПД порядка 80 %.

В процессе экспериментов [2] было установлено, что повышенная активность реагента после обработки ультразвуком сохраняется около трех суток.

Данный факт позволяет предложить для разработки, аппаратно-технологическую схему блока разработанную в [2] (рисунок 2).



1- гидродинамический кавитатор;

2- насос; 3 -УЗ реактор-активатор; 4- емкость реагента; 5- емкость реагента;

6- РСО; 7- гидродинамический кавитатор; 8- бак для сбора очищенной воды

Рисунок 2 - Технологическая схема блока реagentного нефтеотделения с УЗ-активацией и гидродинамической кавитацией предложенная в работе [1]

Для разработки технологии реagentного нефтеотделения с предварительной обработкой реagentа ультразвуком, необходимо разработать установку очистки стоков, со следующими характеристиками:

- Технологическая стабильность при значительных колебаниях концентрации нефтепродуктов и твердых частиц, а также растворенных соединений, характерных для нефтеперекачивающих станций;
- низкое содержание солей в полученной воде;
- компактность и простота установки;
- низкие операционные затраты за счет экономии реagentов.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мещеряков С.В., Половков С.А., Николаева А.В., Гонопольский А.А. Сравнительный анализ технологических схем флотационной очистки сточных вод на нефтеперекачивающих станциях. Экология и промышленность России №5, 2018 стр. 10-16.
2. Половков С.А., Николаева А.В., Мещеряков С.В., Иванов М.В. Технология виброакустической интенсификации очистки нефтесодержащих стоков//Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. №8(3). С. 232–233.

УДК 622.691.4.052.006:551.34

### ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ КС В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

*О.Н. Ракито, М.М. Бердник,*

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

В настоящий момент перед газотранспортной системой довольно остро стоит проблема углубленного обследования технологического оборудования компрессорных станций, а также технологических трубопроводов. Особенно актуален этот вопрос для трубопроводных обвязок технологического оборудования, так как они отличаются различными, уникальными для каждой компрессорной станции, конфигурациями системы, а также наличием сложных элементов, таких как тройники и отводы.

Обеспечение устойчивости оснований и эксплуатационной надежности компрессорных станций (КС) является особенно актуальным в условиях криолитозоны. Проблема проектирования, строительства и эксплуатации подобных объектов в северных регионах России связана с нестабильностью грунтов, характерных для данного региона. В результате теплового и механического взаимодействия КС с окружающей средой происходит нарушение равновесия в литотехнической системе «КС - грунт оснований» со значительным изменением естественных ландшафтов и с активизацией негативных геокриологических процессов, приводящих к деформациям работающих органов КС, потере их проектного положения и, нередко, к аварийным ситуациям.

При возведении конструкций на многолетнемерзлых грунтах (ММГ) основной задачей является сохранение мерзлого состояния грунта, при котором он обладает высокой несущей способностью. Более 75 % инженерных конструкций в зоне ММГ строятся и эксплуатируются с сохранением мерзлого состояния грунта основания конструкции. Если тепловой поток, возникающий над грунтом, достигает достаточно высокого уровня, возникает опускание границы оттаивания, что приводит к резкому снижению прочности, и, как следствие, надежности сооружения.

Одним из вариантов решения этой проблемы является использование горизонтальных естественно действующих (ГЕТ) или вертикальных естественно действующих (ВЕТ) систем (рисунок 1, а).

Другой возможный вариант поддержания грунтов в мерзлом состоянии заключается в использовании термостабилизаторов с внутренним капиллярным покрытием (рисунок 1, б). Термостабилизаторы это герметичные сварные металлические сосуды из труб различного диаметра, частично заполненные легкокипящим хладагентом.

Особенностью рассмотренных сезоннодействующих охлаждающих устройств (СОУ) является то, что в обеих системах (и горизонтальных, и вертикальных) охлаждающий и конденсаторный блоки значительно удалены друг от друга, поэтому не мешают целевой части объекта. В то время, как у одиночных термостабилизаторов охлаждающий и конденсаторный блоки совмещены, располагаясь друг над другом. В некоторых случаях это различие имеет принципиальное значение. Хладагентами в современных термостабилизаторах являются: сжиженный аммиак или диоксид углерода. Используемые ранее керосин и фреон на сегодняшний день запрещены из-за пожароопасных свойств керосина и озоноразрушающих – фреона.

При устройстве термостабилизации грунтов оснований на компрессорных станциях учитываются следующие основные особенности трубопроводных обвязок АВО и компрессорных агрегатов:

- плотное размещение труб большого диаметра;
- повышенные снеготаносы между трубами;
- высокие температуры труб (до 70°C) после сжатия газа в компрессорных агрегатах.



В рамках проведенного исследования были разработаны рекомендации по использованию различных типов СОУ и термостабилизаторов для обеспечения надежности основания опор технологической обвязки компрессорного цеха. В зависимости от конструкции опоры были подобраны оптимальные конфигурации и необходимое количество охлаждающих устройств. Расчет проводился путем компьютерного моделирования процесса распространения температуры в грунте с учетом длительности времени эксплуатации применяемого устройства (рисунок 1).

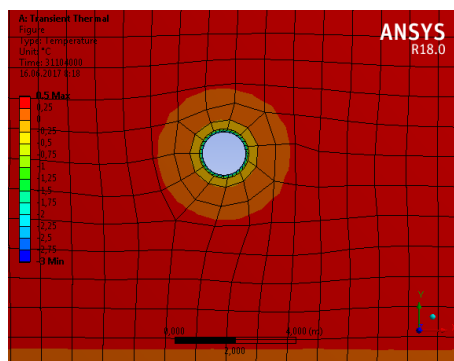


Рисунок 1 – Пример расчета по определению характера распределения температурного поля по грунту, окружающему трубку термостабилизатора

Методы, рассмотренные в работе, позволяют снизить вероятность смещения положения опор относительно проектного, а следовательно – повышается общая эксплуатационная надежность компрессорных станций.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердник М.М., Ракито О.Н. Автоматизация расчета параметров НДС трубопроводной обвязки технологического оборудования КС. – Тезисы докладов XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018» (23-24 мая 2018г.). – Уфа. – УГНТУ. – 2018. – с.
2. Окунев С.Н., Долгих Д.Г. Применение мобильных компрессорно-конденсаторных агрегатов без смазки для замораживания талых и пластично-мерзлых грунтов основания нефтегазовых объектов. – Фундаментостройаркос. – №1 – 2017. – с. 40-42.

УДК 622.692.4

### **О НЕОБХОДИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТА НА ВИБРОПРОЧНОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ПРИМЕНЕНИИ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ НМ 10000–210**

*С.Е. Спирин, УГНТУ, г. Уфа*

Одним из возможных способов регулирования режимов работы магистрального насоса является изменение частоты вращения его ротора. Но зачастую это изменение приводит к тому, что собственные частоты трубопровода на всасывающей или нагнетающей линии входят в резонанс с возбуждающими частотами насоса. Повышенная вибрация относится к числу факторов, наиболее неблагоприятно сказывающихся на надежности насосных агрегатов. На долю отказов центробежных насосов по причине повышенной вибрации приходится 38-45 % от общего их числа. В связи с этим, необходимо перед данным видом регулирования производить расчет на возможность возникновения резонанса и вибропрочность [1, 2].

На примере нагнетательной линии насоса НМ 10000-210 (рисунок 1) собственная частота для трубопровода, рассматриваемого как стержень с постоянным поперечным сечением на двух опорах, определяется по формуле

$$f_i = \frac{10^{-3} k_i^2}{2 \cdot \pi l^2} \sqrt{\frac{E \cdot I}{m_l}}, \quad (1)$$

где  $k_i$  – частотные коэффициенты для первой гармоники 3,14/1,93;

$l$  – расстояние между опорами;

$E$  – модуль упругости стали;

$I$  – момент инерции поперечного сечения трубы;

$m_l$  – погонная масса трубопровода с учетом изоляции и рабочего вещества, кг/м.

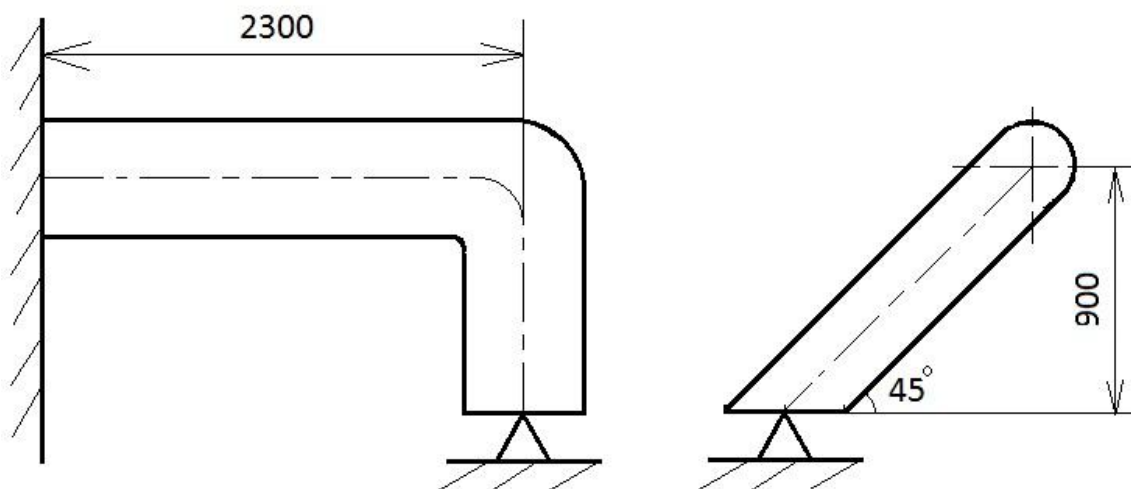


Рисунок 1 – Принципиальная схема трубопровода обвязки

Основным средством обеспечения устойчивой работы трубопровода является отстройка собственных частот от частот возбуждающих нагрузок  $f_{ip}$ . При этом должно выполняться условие [3].

$$f_i / f_{ip} \leq 0,75 \text{ и } f_i / f_{ip} \geq 1,3, \quad (3)$$

Частота вращения НМ 10000-210 без регулирования составляет 3000 об/мин или 50 Гц. Она и её вторая гармоника (100 Гц) будут являться основными для проверки. Дополнительно возьмем частоты, связанные напрямую с подшипниками: 23,5 Гц, 25 Гц.

Поскольку с понижением частоты вращения значение возбуждающих частот будетратно понижаться, величину уменьшения найдем по формуле

$$a = \frac{n}{n^*}, \quad (4)$$

где  $n$  и  $n^*$  – частоты до и после регулирования.

Результаты проверок сведем в Таблицу 1, в которой будет показан окончательный вариант с проверкой критерия вибропрочности (“да” – условие выполняется, “нет” – условие не выполняется).

Таблица 1 – Результаты проверок

| п,<br>об/мин | 3000 | 2900  | 2850  | 2800  | 2750  | 2700  | 2650  | 2641,71 | 2641,7 | 2625  |
|--------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|--------|-------|
| а            | 1    | 1,034 | 1,053 | 1,071 | 1,091 | 1,111 | 1,132 | 1,136   | 1,136  | 1,143 |
| п, Гц        | 50   | 48,33 | 47,50 | 46,67 | 45,83 | 45,00 | 44,17 | 44,03   | 44,03  | 43,75 |
| 23,5 Гц      | да   | да    | да    | да    | да    | да    | да    | да      | да     | да    |
| 25 Гц        | да   | да    | да    | да    | да    | да    | да    | да      | да     | да    |
| 50 Гц        | да   | да    | да    | да    | да    | да    | да    | да      | да     | да    |
| 100 Гц       | да   | да    | да    | да    | да    | да    | да    | да      | НЕТ    | НЕТ   |

Исходя из чего, можно сделать вывод, что при данной условной конфигурации нагнетательной линии, нельзя производить частотное регулирование ниже значения 2641,71 об/мин.

Таким образом, при изменении частоты вращения вала (а также при основной оборотной частоте) может возникнуть резонанс, который приведет к выходу из строя насосного оборудования. К сожалению, пока еще не существует универсального метода избегания данной проблемы, поэтому, для каждой из конфигураций как всасывающей, так и нагнетательной линии необходимо производить проверку на вибропрочность.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций / А.Г.Гумеров, Р.С. Гумеров, А.М. Акбердин и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 347 с.
2. Токарев, А.П., Зотов, А.Н. Применение пассивных виброизоляторов с отрицательной жесткостью для магистральных насосных агрегатов// Нефтегазовое дело. 2017. Том 15. №1. С. 133-139
3. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. - Введ. 01.08.2014. Пе-реиздание 01.11.2016 г. – М.: Стандартинформ, 2016. – 114 с.

УДК 621.515.1

## РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАНДЕМА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

*В.Е. Трусков, г. Казань*

По мере выработки газовых месторождений (падении давления в устье скважины) возникает необходимость в дополнительной компрессорной станции - компрессорной станции низкого давления (КС НД), работающей при падающем давлении на приеме компрессоров ее газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Сжатый в КС НД газ затем поступает в компрессорную станцию высокого давления (КС ВД) и далее - в газотранспортный трубопровод [1].

При независимом регулировании частот вращения приводов газоперекачивающих агрегатов станций и возможности отключения/включения отдельных агрегатов, оптимальные режимы работы станций (режимы максимальной производительности) могут быть реализованы без применения дополнительных сменных проточных частей компрессоров и с экономичной системой регулирования (без байпасирования и дросселирования потока) в полном цикле глубокой откачки газа (рисунок 1).



Рисунок 1 - Выбор оптимального режима

При снижении давления на приеме тандема (в устье скважины) рабочая область ГПА станции низкого давления перестает пересекаться с рабочей областью ГПА станции высокого давления (левая диаграмма рисунка 2). Отключение одного из агрегатов кс вд позволяет расширить область совместных режимов (правая диаграмма рисунка 2, отключен один из трех ГПА).

К такому же эффекту, но уже со смещением характеристик гпа станции низкого давления приводит включение в работу резервного гпа кс нд на последних стадиях откачки.

Разработанное приложение позволяет также учесть особенности конструктивного исполнения ГПА при работе в экстремальных условиях (рисунок 3).

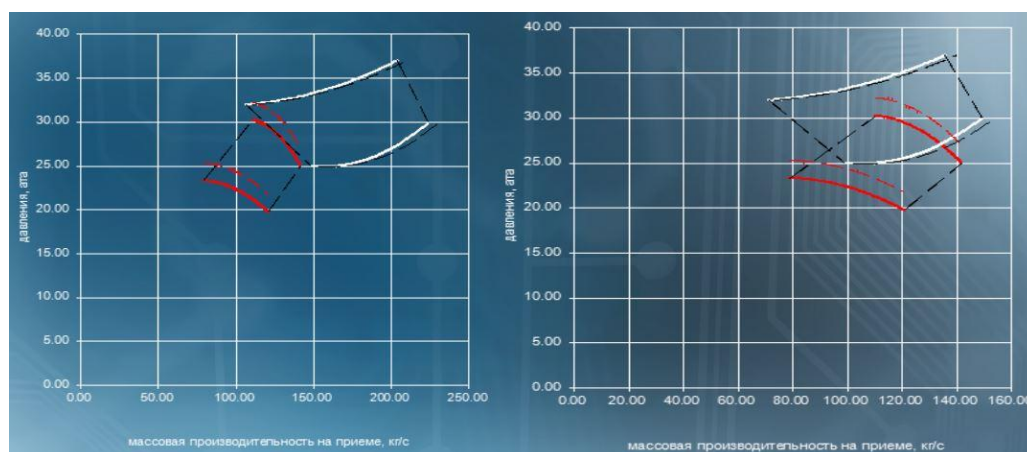


Рисунок 2 - При снижении давления на приеме тандема рационально один из ГПА КС ВД отключить



Рисунок 3 - Исключительные режимы работы тандема

Разработан универсальный и автономный (не требующий в отличие от предыдущей реализации [1,2], дополнительных специальных программ) кросс-платформенный программный пакет формирования алгоритма оптимального регулирования тандемов центробежных компрессоров (секций) и оценки осевых сил (двухсекционного компрессора) при глубоком изменении давлений всасывания и нагнетания для проектных институтов, компрессоростроительных предприятий и разработчиков автоматики. Все диаграммы, представленные здесь, выполнены в анонсируемом программном пакете.

Приложение формата xls выполнено в свободно распространяемом WPS Office Spreadsheet, не содержит макросов и тестировалось, в том числе, на андроид смартфонах и планшетах.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.Трусов В.Е. Тандем компрессорных станций // Трубопроводный транспорт - 2018: материалы XIII международной учебно- научно- практической конференции. Уфа: сборник докладов, 2018. С.419-420.
- 2.Трусов В.Е. Режимы работы тандема компрессорных станций // Трубопроводный транспорт - 2018: материалы XIII международной учебно- научно- практической конференции. Уфа: сборник докладов, 2018. С.420-421.

УДК 550.833

### ОСОБЕННОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВОДЯНЫЕ СМЕСИ

*А.А. Хлыбов, УГНТУ, г. Уфа*

В настоящее время одной из актуальных задач является проектирование мультифазной насосной станции при добыче и транспорте углеводородов. Самым целесообразным решением этой проблемы является переход и использование однотрубных систем сбора скважинной продукции, что требует перевода существующих трубопроводов с режима перекачки однофазных сред на многофазные и, как следствие, применение соответствующего насосного оборудования [1].

В настоящее время для транспорта нефтегазожидкостных смесей применяют мультифазные насосы, которые позволяют транспортировать скважинную



продукцию по одному трубопроводу, исключая разделение смеси на фракции. Подбор насосного оборудования требует точного проведения гидравлического расчета, но присутствие газовой фазы приводит к наличию различных структурных форм газомульсионного потока, меняющихся в зависимости от его скорости, свойств фаз, угла наклона трубопровода. Таким образом при расчете одного и того же участка трубопровода при одинаковых начальных и конечных условиях, могут получаться различные значения и отклонения могут достигать существенных значений. В связи с этим, уточнение усредненных параметров позволит повысить точность расчетов и подбора оборудования.

Теплогидравлический расчет многофазной среды в трубопроводной системе осложнен наличием большого количества поправочных коэффициентов и эмпирических зависимостей [2-6].

В работе приведено сравнение аналитического расчета по методике автора [10] с численным моделированием в ПК OLGA. Например, по результатам сравнительного анализа было выявлено, что математическое моделирование в ПК OLGA позволяет наиболее точно учесть изменение фракционного состава перекачиваемой скважинной продукции в нестационарном режиме (рисунок 1). Уточнение гидравлического расчета трубопровода, транспортирующего газомульсионную смесь, позволит более рационально подобрать насосное оборудование и снизить затраты на этапе проектирования.

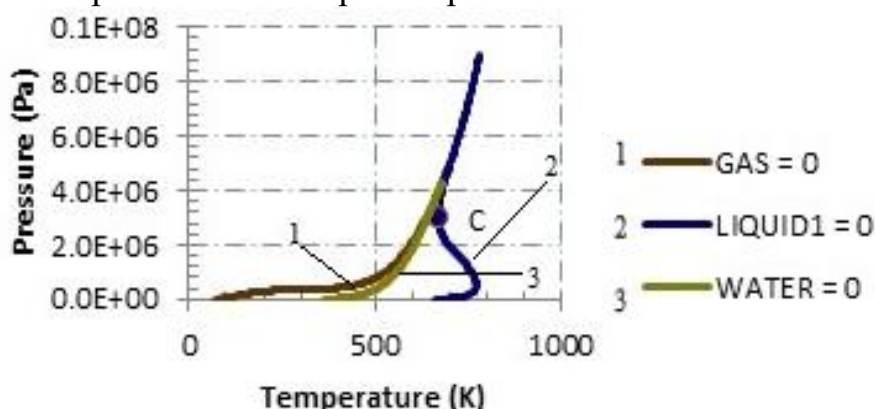


Рисунок 1 – Модель транспортируемой многофазной смеси

Гидравлический расчет многофазной среды в трубопроводной системе осложнен наличием большого количества поправочных коэффициентов и эмпирических зависимостей.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Закирова Э.А., Гаррис Н.А., Перескоков К.А. Определение радиуса протаивания многолетнемерзлых пород вокруг скважины с учетом теплоизолирующего эффекта цементного кольца // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 4. С. 69-74.
2. Закирова Э.А. Как избежать пучения грунтов в основании трубопроводов// Трубопроводный транспорт. 2017. С.415-416.
3. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты// Территория Нефтегаз. 2017. №1-2. С.100-106.
4. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Борьба с буграми пучения // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 2. С. 73-78.
5. Гаррис Н.А., Закирова Э.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов // Территория Нефтегаз. 2017. № 5. С. 70-78.

6. Гаррис Н.А., Акчурина Э.А., Бахтизин Р.Н. Сопряженная задача теплообмена с инъекцией холода с поверхности земли // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 25-32.

УДК 621.644

## **О ПРОБЛЕМАХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВВОДЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ**

*Н.О. Чернова, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа*

Противотурбулентные присадки вводятся в поток для снижения гидравлического сопротивления трубопровода[1]. Имеется ряд формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda$ [2]. Однако, зависимость эмпирических коэффициентов от вида присадки ограничивает их применение, т.к. для каждой присадки эмпирические коэффициенты необходимо определять в промышленных условиях.

Универсальный закон сопротивления (1) содержит две постоянные  $k_1$  и  $k_2$ , отражающие особенности взаимодействия пристеночного слоя турбулентного потока с внутренней поверхностью трубопровода[3].

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln \frac{k_1(\theta) \cdot \text{Re} \sqrt{\lambda}}{1 + k_2(\theta) \cdot \varepsilon \text{Re} \sqrt{\lambda}} + 3,745 \quad (1)$$

В работе рассмотрена данная модель турбулентного течения жидкости с анти-турбулентной добавкой M-Flowtreat, в которой константы  $k_1$  и  $k_2$  зависят от концентрации  $\theta$  этой добавки.

Выполнен анализ параметров работы одного из нефтетрубопроводов, перекачивающего дизельное топливо с присадкой M-Flowtreat на технологическом участке ЛПДС-НПС<sub>1</sub>-НПС<sub>2</sub>. Противотурбулентная присадка применяется для компенсации снижения пропускной способности лимитирующего участка ЛПДС-НПС<sub>1</sub>.

Значение коэффициента  $k_2$  находим из формулы (1) при различных концентрациях ( $\theta$ , ppm)[1].

На основании значений, полученных в результате эксперимента, определены значения коэффициента  $k_2$  для трех технологических режимов работы на двух участках ЛПДС-НПС<sub>1</sub>-НПС<sub>2</sub>. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Анализ полученных данных показывает большие расхождения значений коэффициента  $k_2$  на 2 и 3 технологических режимах, участок ЛПДС-НПС<sub>1</sub>, что позволяет сделать вывод о том, что формула (1) требует изучения и доработки.

Таблица 1 - Результаты расчета коэффициента  $k_2$ 

| Участок ЛПДС-НПС <sub>1</sub>                       |            |
|-----------------------------------------------------|------------|
| Примечание                                          | $k_2$      |
| 1 технологический режим                             |            |
| До ввода ПТП                                        | 13,47      |
| После ввода ПТП $\theta = 9,3 \cdot 10^{-6}$ ppm    | 63,18      |
| 2 технологический режим                             |            |
| До ввода                                            | 12646      |
| После ввода $\theta = 3,3 \cdot 10^{-6}$            | 1843370438 |
| 3 технологический режим                             |            |
| До ввода                                            | 13642      |
| После ввода $\theta = 9,3 \cdot 10^{-6}$ ppm        | 2148468    |
| Участок НПС <sub>1</sub> -НПС <sub>2</sub>          |            |
| Примечание                                          | $k_2$      |
| 1 технологический режим                             |            |
| До ввода ПТП                                        | 11         |
| После ввода ПТП $\theta = 9,3027 \cdot 10^{-6}$ ppm | 10         |
| 2 технологический режим                             |            |
| До ввода                                            | 9          |
| После ввода $\theta = 3,3 \cdot 10^{-6}$            | 8          |
| 3 технологический режим                             |            |
| До ввода                                            | 10         |
| После ввода $\theta = 9,3 \cdot 10^{-6}$ ppm        | 10,8       |

### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Гаррис Н.А. Ресурсо- и энергосберегающие технологии при транспорте углеводородов. Уфа, 2014. Том 1. С. 255.
2. Гаррис Н.А., Гаррис Ю.О., Глушков А.А. Построение динамической характеристики магистрального трубопровода (модель вязкопластичной жидкости) / Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2004. № 1. С. 5.
- 3 Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебник. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017, С. 150-152.



## ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКОЛЬЗЯЩИХ ОПОР НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОПРОВОДАХ.

*С.В. Энтальцев, М.М. Бердник,*

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта*

В данной работе рассматриваются современные аналоги стандартных скользящих опор, устанавливаемых на технологических трубопроводах компрессорных станций, обозреваются их разновидности и, в конечном итоге, становится ясно, стоит ли заменять старые технологии на новые.

Как показывает статистика, в 31% случаев, причины аварий происходящих на компрессорных станциях, связаны с трубопроводной обвязкой газоперекачивающих агрегатов. При этом абсолютное большинство нештатных ситуаций напрямую относится к качеству работы опор. Исходя из вышесказанного, можно понять, что стандартные скользящие опоры, установленные на большинстве компрессорных станций, являются достаточно устаревшим и, в следствии, ненадежным решением в современной эксплуатации технологических газопроводов.

По функциональности опоры либо полностью фиксируют трубу, либо позволяют ей перемещаться в каком-либо направлении. В случае рассматриваемого вида, скользящие опоры являются подвижными и позволяют перемещаться трубопроводу вдоль его оси, что позволяет избежать нежелательных нагрузок непосредственно на всю систему. Однако, в полевых условиях не все так идеально, как в теории. За длительный период эксплуатации подобных конструкций опор было установлено, что после некоторого времени в них проявляется весомый недостаток. Он связан с возникновением зазора между основанием блока и основанием скользящей опоры вследствие просадки грунта (рис.1.). За счет этого опора выходит из работы, расстояние между опорными точками возрастает, что, в свою очередь, увеличивает нагрузки на трубопровод, увеличивает влияние на него вибраций и т.п.



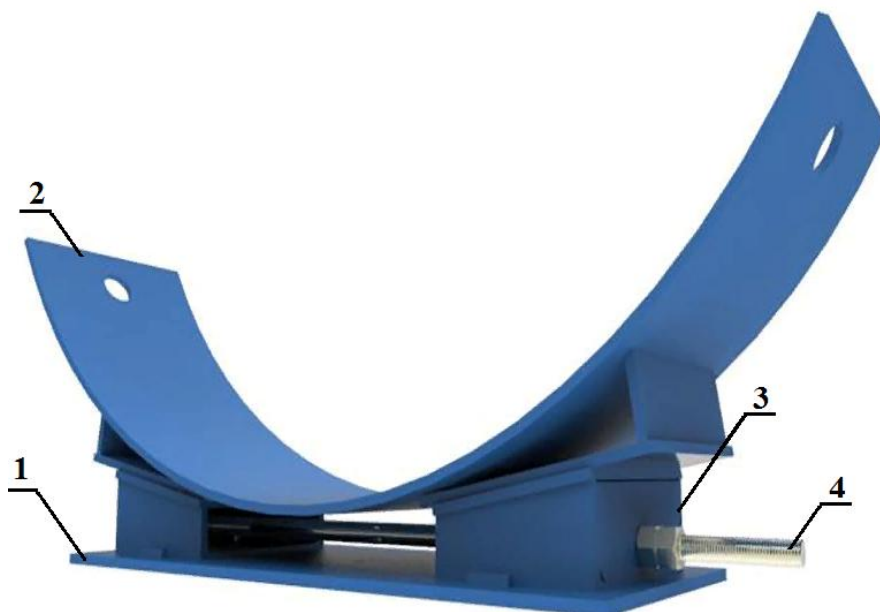
Рисунок 1 - Пример просадки скользящей опоры

Основываясь на опыте обслуживающего персонала, было выяснено, что в качестве решения проблемы используют прокладку пластин между опорой и опорным блоком. Но при следующей просадке грунта и изменении положения

опорного блока часто возникают нежелательные дополнительные нагрузки на трубопровод, что может спровоцировать неблагоприятные последствия. При этом пластины не всегда позволяют достигнуть нужной высоты для опоры.

На основании вышесказанного можно сделать промежуточный вывод, что скользящие опоры со временем теряют свои свойства и способны приводить к росту величины внешних воздействий. Данный факт является неприемлемым в современном трубопроводном транспорте.

В связи с этим, в данной работе подробно рассматриваются альтернативные виды опорных конструкций, существующие на сегодняшний день. Пример одной из таких опор представлен на рисунке 2.



1 - основание опоры, 2 – ложемент, 3 – подвижные клинья,  
4 – регулирующий болт

Рисунок 2 – Регулируемая скользящая опора

Представленная на рисунке 2 опорная конструкция позволяет регулировать высотное положение ложемента и располагающейся на нем трубы за счет сведения и разведения клиньев с помощью регулирующего болта.

Основное назначение подобных опорных конструкций заключается в возможности изменения высоты опорной точки, однако, спектр проблем, которые могут решаться путем применения правильно подобранных и сконструированных опор гораздо шире.

Таким образом, предлагаемое в работе решение по дополнению стандартной регулируемой опоры резиновыми прокладками позволит помимо компенсации просадки грунта под опорой еще и бороться с опасными вибрационными воздействиями на трубу, а также снижать усилие на оборудование компрессорного цеха.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Улыбин А.И. Повышение надежности эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти – материалы III международной научно-технической конференции молодежи ПАО «Транснефть» в АО «Транснефть-Север». Этап 1. Тур 1. (21-24 ноября 2018 г. – Ухта. – АО «Транснефть-Север». – 2018 г. – с. 29.

## РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЖЕКТОРА ДЛЯ ОТКАЧКИ ГАЗА ИЗ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

*Р.Д. Юмагулов, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа*

Оценка и снижение выбросов метана в атмосферу с целью минимизации негативного воздействия на окружающую среду и уменьшения воздействия на климат являются основными задачами экологической политики ПАО «Газпром» и Российской Федерации в целом [1].

В течение года производятся плановые и внеплановые работы по техническому обслуживанию и ремонту ГПА. Также агрегаты находятся в простое и резерве.

Современные технологии выработки газа разнообразны. На выбор способа оказывают влияние ряд критериев, которые должны обеспечивать:

- минимальное время простоя оборудования при выработке газа;
- достижение глубины выработки газа с учетом заданного минимального остаточного давления;
- необходимые объемы транспортировки в соответствии с плановым заданием Центрального производственно-диспетчерского департамента (ЦПДЦ);
- соизмеримость эффекта от экономии с величиной понесенных эксплуатационных затрат [2].

Применение способов определяется технологическими параметрами отключаемого участка газопровода с учетом целесообразности и технических возможностей применения оборудования в каждом конкретном случае.

Существует несколько способов выработки газа на отключаемом участке:

- перепуск газа в смежный участок газопровода;
- подача газа потребителю через газораспределительную станцию (ГРС);
- выработка газа на вход газоперекачивающего агрегата (ГПА) следующей по ходу газа КС;
- многоступенчатая выработка ГПА на одной КС [3].

Так как подобные методы удаления газа неэкономичны, возникла необходимость поиска наиболее оптимального технологического решения по откачке газа. Таким образом, для решения данной задачи предлагается применение эжекторной схемы откачки трубопроводов. На основе этого способа были проведены исследования, и сформулированы следующие выводы:

1. Полученные расчеты могут быть использованы при оценке фактических потерь природного газа через свечи. Аналогичные зависимости могут быть построены для различных типов ГПА с применением предлагаемого алгоритма.

2. Определены геометрические параметры эжектора, коэффициент эжекции, расход через активное сопло, расход эжектируемого газа. Производилось сравнение полученных значений со значением, рассчитанным по приближенной формуле, где ошибка составляла не более 0,57%.

3. В результате расчета математической модели эжектора были найдены значения давления и температуры газа на выходе. Давление газа для одного эжектора варьируется в пределах 0,2 – 0,6 МПа. Температура газа соответственно равна от 288-320 К в зависимости от места отбора активного газа.

4. Учитывались данные, при которых у эжектора отсутствует режим за-  
пираания. При снижении давления в диффузоре и высокой скорости в сечениях  
близкой к скорости звука, есть вероятность возникновения запираания эжектора.

Из-за своей специфичности откачка газа из трубопровода при низких дав-  
лениях связана с необходимостью обеспечения большого количества газа высо-  
кого давления, что негативно сказывается на режиме работы действующего  
трубопровода. Во всяком случае, существенным достоинством эжекторной  
схемы является возможность обеспечения более глубокой откачки.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Государственная программа Российской Федерации «Охрана окружающей среды» на 2012 – 2020 гг.
2. Байков, И.Р. Методы повышения энергетической эффективности трубопроводного транс-  
порта природного газа/ Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. - СПб.: Недра, 2008. - 440 с.
3. Юмагулов Р.Д. Применение эжектора для откачки газа из опорожняемого газопровода/  
Юмагулов Р.Д., Годовский Д.А. Материалы XIII международной учебно-научно-  
практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018».- Уфа, Изд-во УГНТУ,  
2018. – С. 424-425.

УДК 621:534

### **РАЗРАБОТКА ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ (УСТАНОВОК) НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

*Т.Ф. Яппаров, УГНТУ, г. Уфа*

*О.М. Саубанов, ООО "Газпром трансгаз Уфа", г. Уфа*

Новая методика позволит наиболее точно определять вид дефекта в кон-  
струкции двигателя. Также применение данной методики поможет прогнози-  
ровать развитие дефекта, начиная с раннего этапа. Исследуемым объектом вы-  
ступил газоперекачивающий агрегат ГПА-10 «Волна». Производится синтез ут-  
верждённой заводом-изготовителем методики по виброконтролю данного типа  
двигателя, основам классической теории в вибродиагностике и статистического  
анализа исторических данных от работы автоматизированной системы видео-  
мониторинга.

Для проведения исследований был выбран газоперекачивающий агрегат  
ГПА-10 «Волна» с приводом судового типа ДР-59Л, так как он входит в пя-  
терку самых эксплуатируемых типов ГПА в России [1]. Так например, в ООО  
«Газпром трансгаз Уфа» 56% всего парка ГПА составляет данный агрегат. Зна-  
чительная часть этих двигателей отработала свой назначенный заводской ре-  
сурс. В связи с этим возникает необходимость совершенствования концепции  
технического обслуживания и диагностики ГПА, нацеленной на обнаружение  
неисправностей на ранних стадиях развития с перспективой перехода к обслу-  
живанию по фактическому техническому состоянию.

В результате проделанной работы получены диагностические признаки  
узлов и деталей в диапазоне частот от 10-400 Гц по всему маршруту замера  
уровня вибрации. На данном этапе проводится анализ взаимосвязи дефектных  
признаков в различных узлах двигателя на всех допустимых режимах эксплуа-  
тации двигателя ДР-59Л. Также ведется разработка системы вибромониторинга  
ДР-59Л на основе проработанной вибрационной модели и доработки дейст-  
вующей системы автоматического управления (САУ) ГПА с возможностью  
удалённого контроля. Кроме этого, по данным виброизмерений корпусной кон-

струкции ГПА судового газотурбинного двигателя ДР-59Л, установленного на ГПА-10, произведен многомерный дискриминантный анализ вибраций, который позволит предупредить ранее развитие дефектов в том или ином узле агрегата. По трендовым характеристикам построена матрица выборочных значений дискриминантов (Таблица 1). Ниже приведены данные расчета значений дискриминантов  $Id_i$  виброскорости в штатной точке корпуса КНД-верт в широкой ( $\Delta F=10-400$  Гц) и узких ( $\Delta F=5-140$  Гц) полосах частот, с порогами клиппирования  $P_i$ , сформированными для каждого из под диапазонов  $i = 1, \dots, 8$  в соответствии с формулой  $P_i = 1.5 \sigma_{oi}$ , где  $\sigma_{oi}$  - эталонное значение стандартного отклонения вибросигнала, сформированное на промежутке эксплуатации 28.01.19 по 22.02.19 объекта, для каждой из полос. Часть данных, приведенных в таблице 1, позволяют в сжатом виде представить картину изменений дискриминантов в каждой полосе частот со временем наработки ГТУ.

Таблица 1 – Тренд выборочных значений дискриминантов виброскорости точки корпуса КНД-верт.

| Дата замера | Полоса частот, Гц |       |       |        |         |         |         |         |        |
|-------------|-------------------|-------|-------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|
|             | 10-65             | 65-80 | 80-95 | 95-130 | 130-160 | 160-190 | 190-260 | 260-400 | 10-400 |
| 28.01.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 3       | 1       | 1       | 1       | 1      |
| 29.01.2019  | 1                 | 2     | 4     | 1      | 2       | 3       | 1       | 1       | 1      |
| 30.01.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 2       | 1       | 1       | 3       | 1      |
| 31.01.2019  | 1                 | 1     | 1     | 2      | 2       | 4       | 1       | 1       | 2      |
| 01.02.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 3       | 1       | 1       | 1       | 1      |
| 02.02.2019  | 2                 | 1     | 1     | 1      | 1       | 1       | 1       | 2       | 1      |
| 03.02.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 3       | 1       | 1       | 1       | 1      |
| 04.02.2019  | 1                 | 2     | 4     | 1      | 2       | 3       | 1       | 1       | 1      |
| 05.02.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 2       | 1       | 1       | 3       | 1      |
| 06.02.2019  | 1                 | 1     | 1     | 2      | 7       | 4       | 1       | 1       | 5      |
| 07.02.2019  | 2                 | 1     | 1     | 1      | 1       | 1       | 1       | 2       | 1      |
| 08.02.2019  | 1                 | 8     | 1     | 1      | 9       | 1       | 1       | 1       | 7      |
| 09.02.2019  | 1                 | 8     | 4     | 1      | 2       | 3       | 1       | 1       | 1      |
| 10.02.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 8       | 1       | 1       | 3       | 1      |
| 11.02.2019  | 1                 | 7     | 8     | 2      | 2       | 4       | 1       | 1       | 2      |
| 12.02.2019  | 6                 | 1     | 1     | 1      | 7       | 1       | 2       | 1       | 5      |
| 13.02.2019  | 2                 | 9     | 4     | 1      | 1       | 5       | 1       | 5       | 1      |
| 14.02.2019  | 5                 | 1     | 6     | 1      | 6       | 2       | 1       | 1       | 9      |
| 15.02.2019  | 1                 | 6     | 9     | 1      | 1       | 1       | 7       | 1       | 1      |
| 16.02.2019  | 12                | 1     | 5     | 6      | 5       | 6       | 1       | 2       | 3      |
| 17.02.2019  | 1                 | 7     | 1     | 7      | 5       | 2       | 5       | 8       | 5      |
| 18.02.2019  | 3                 | 8     | 9     | 1      | 8       | 1       | 7       | 1       | 1      |
| 19.02.2019  | 1                 | 1     | 6     | 1      | 11      | 6       | 8       | 1       | 6      |
| 20.02.2019  | 10                | 7     | 11    | 1      | 1       | 1       | 1       | 4       | 1      |
| 21.02.2019  | 1                 | 1     | 1     | 1      | 8       | 2       | 1       | 1       | 14     |
| 22.02.2019  | 7                 | 4     | 8     | 6      | 8       | 6       | 7       | 15      | 8      |

Оттенки зеленого цвета соответствуют состоянию двигателя, близкого к эталонному, оттенки желтого характеризуют существенные отклонения технического состояния объекта от нормы, оттенки красного характеризуют критическое состояние объекта. Таким образом, из таблицы виброреактивности (изменчивости) приращений амплитуды вибраций в полосах частот на интервале наблюдения можно выявить источники наибольших изменений вибросигналов, обусловленных проявлением деградационных процессов в узлах двигателя [2].

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Забелин Н.А. Оценка располагаемой тепловой мощности уходящих газов газоперекачивающих агрегатов единой системы газоснабжения России. [Текст]/ Лыков А.В., Забелин Н.А., Рассохин В.А. // Научно-технические ведомости СПбГПУ. — 2013. № 4. — С. 136–139.
2. Воронцов, М.А. Вибромониторинг состояния ГТД по данным многомерного дискриминантного анализа [Текст]/А.Г.Соколова, Ф.Я.Балицкий//Вестник научно-технического развития. – 2011.– №2.– С. 51.

# ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

*Тян В.В., СамГТУ, г. Самара*

Безопасность эксплуатации магистральных трубопроводов обусловила высокий уровень технического обеспечения объектов магистрального трубопроводного транспорта.

Одним из важнейших параметров при эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта (МТТ) является требование к давлению [1-4]. Важность управления давлением обусловила и двойные требования: а именно, в трубопроводном транспорте сформулированы требования, как к величине давления, так и к скорости изменения давления. Необходимость стабилизации давления вызвана требованиями технологии перекачки нефти и нефтепродуктов, а требования к скорости изменения давления гарантируют протекание нестационарных режимов без возникновения гидравлических ударов.

Рассмотрена система управления давлением на нефтеперекачивающей станции (НПС), контролирующая давление в трех точках: на входе МНС, на выходе МНС и в коллекторе.

Основной принцип управления в действующей САРД основан на поочередном включении исполнительного механизма одного из контуров управления давлением, выбираемого по определенному логическому правилу. При этом не учитывается влияние управляющего воздействия этого контура на давление в других контролируемых точках.

Однако особенностью управления давлением в МТТ является их взаимосвязь, т.е. управление давлением в любой точке вызывает изменение давления в двух других точках.

В действительности, как следует из анализа, управление является многосвязным, а сам объект управления является многомерным.

Синтез многомерных систем управления связан с решением подкласса обратных задач, представленных в [5-6]. Особенностью этих задач является: их формулировка в условно-корректной постановке по А.Н. Тихонову и требование их физической реализуемости.

Выводы:

- обоснована структура объекта управления в САРД в виде трехмерной модели;
- обоснована необходимость применения методов синтеза САРД, допускающих физическую реализацию обратных операторов;
- необходима адаптация физически реализуемых обратных операторов к задаче синтеза САРД.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ОАО «АК «Транснефть» Методика настройки систем автоматического регулирования давления на объектах ОСТ, 2014.
2. РД-19.020.00-КТН-328-09 Типовая программа комплексного опробования системы автоматического регулирования давления, 2009.
3. РД-35.240.00-КТН-173-13 Система автоматизированного управления и автоматизированных защит магистральных нефтепроводов. Основные положения, 2013.
4. Тянь В.К. Редукция процедуры синтеза многомерных линейных систем управления к синтезу одномерных с типовым объектом// Мехатроника, автоматизация, управление//. 2008, №4(85). С. 2-7.
5. Тянь В.К. Решение интегрального уравнения первого рода типа свертки в некорректных задачах теории управления // Вест.Самар.гос.техн.ун-та. Сер. Технические науки. 2006. вып.40. С. 50-56.
6. Тянь В.К. Синтез многомерных замкнутых систем управления с применением периодических структур// Вест.Самар.гос.техн.ун-та. Сер. Технические науки. 2007. Вып. №1(19). С.63-68.

**СЕКЦИЯ**  
**«ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ**  
**ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА»**

## **ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ БАКАЛАВРОВ НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО В ОБЛАСТИ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

*А.Г. Бердник, УГТУ, г. Ухта*

Безопасность и экологичность производственной деятельности являются неотъемлемыми элементами современного производства. Из-за усложнения производств и появления принципиально новых технологий, современных требований к трубопроводным системам и энергетическим коммуникациям концепция «абсолютной безопасности» стала неадекватна внутренним законам техносферы.

Пожары, взрывы, выбросы взрывопожароопасных и токсичных продуктов, другие инциденты и аварийные ситуации ведут к выбытию мощностей, потерям ресурсов и продукции, причинению вреда жизни и здоровью работников, и гражданам страны, оказывают неблагоприятное воздействие на окружающую среду, социально-экономическую ситуацию, Возрастают сложность и масштабы техногенных аварий [2].

Одной из поставленных задач в рамках концепции безопасности трубопроводного транспорта является необходимость обеспечения повышения уровня квалификации работникам организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты.

Принципиально важным условием повышения эффективности системы регулирования промышленной безопасности является дальнейшее совершенствование системы подготовки и переподготовки технических специалистов, занятых в эксплуатации опасных производственных объектов [3].

С учетом развития техники и технологий, применяемых на опасных производственных объектах, будет производиться постоянная актуализация требований к подготовке и проверке знаний (аттестации) руководителей и работников, непосредственно эксплуатирующих и обслуживающих опасные производственные объекты, а также к руководителям, специалистам и служащим, участвующим в управлении эксплуатацией опасных производственных объектов.

Таким образом, можно предположить, что требования к знаниям в области безопасности, предъявляемые к выпускникам учебных заведений – будущему персоналу опасных производственных объектов будут только возрастать.

К такому персоналу, несомненно, относятся выпускники направления подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело. Именно поэтому, при разработке учебных планов и программ итоговой аттестации данного направления необходимо уделить самое пристальное внимание подготовке в области производственной и экологической безопасности. В рамках анализа ФГОС ВО по направлению 21.03.01 – Нефтегазовое дело были выявлены компетенции, относящиеся к вопросам безопасности:

- способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций (УК-8);



- способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии (ОПК-6).

Кроме этого, ФГОС оговаривает обязательность изучения дисциплины «Безопасность жизнедеятельности» в рамках базовой (обязательной) части профессионального цикла [1].

Выпускающие кафедры, осуществляющие подготовку по направлению 21.03.01 – Нефтегазовое дело, при разработке учебных планов, как правило, ограничиваются только включением в учебные планы для бакалавров дисциплины «Безопасность жизнедеятельности», но совершенно не учитывают требования к содержанию учебных и производственных практик и итоговой государственной аттестации, которые в соответствии с ФГОС включают в себя указанные компетенции.

Все перечисленные требования ФГОС возможно выполнить сохранением уже сложившейся многолетней традиции подготовки в рамках выполнения выпускной квалификационной работы раздела «Безопасность и экологичность».

Занимаясь разработкой конкретных технических систем бакалавр, студент или магистр фактически создает один из объектов так называемого техносферного мира (техносферы). Здесь под техносферой подразумевается все, что создано разумом и руками человека: здания и сооружения различного назначения и профиля, транспортные системы и сети, приборы и оборудование бытового и производственного назначения, всевозможные технологии (способы производства) различных видов энергии или материи (вещества).

Бакалавр, студент или магистр, проектирующий один из объектов техносферы, обязан еще на стадии проектирования проанализировать все потенциальные опасности (риски) проектируемой техники (технологии) для человека, социума (общества), природных объектов и других технических систем и предпринять все возможные меры по доведению риска неблагоприятных событий до допустимого уровня.

Поэтому на заключительной стадии обучения в университете, выполнении ВКР, необходимо каждому бакалавру, студенту или магистру показать свое умение научнообоснованно подходить к разработке мер безопасности и экологичности при проектировании современных технологий, оборудования и конструкций.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования по направлению подготовки 20.03.01 нефтегазовое дело (квалификация (степень) «бакалавр»// офиц. текст: [утвержден 9 февраля 2018г.] // Справочно-правовая система КонсультантПлюс.
2. Стратегии национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года; офиц. текст: [утвержден 12 мая 2009 г.] // Справочно-правовая система КонсультантПлюс.
3. Концепция совершенствования государственной политики в области обеспечения промышленной безопасности с учетом необходимости стимулирования инновационной деятельности предприятий на период до 2020 года; офиц. текст: [утв. решением Коллегии Ростехнадзора от 26.09.2011 г.] // Справочно-правовая система КонсультантПлюс.

## **КРИТЕРИЙ ТЕМПОРАЛЬНОСТИ ПРИ ОБУЧЕНИИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА**

*М.М. Кологривов, ОНАХТ, г. Одесса*

Получение новых научных знаний по нефтегазовому делу невозможно отделить от психологии. Наиболее эффективное обучение будет достигаться в резонансе психических состояний преподавателя и студентов по отношению ко времени. Темпоральность рассматривается в качестве нового критерия для оценки качества обучения. Темпоральность – субъективное восприятие времени индивидуумом, отрезок которого отличен от отрезка времени фиксируемого приборами. Это натурный метод исследования. Рассмотрим влияние темпоральности на процесс обучения специалистов нефтегазового дела.

После многолетнего преподавания сделан вывод, что наиболее трудные для усвоения те дисциплины, которые связаны с расчётами (гидравлика, теплообмен, системный анализ и др.). Студент, которому интересен лекционный материал, воспринимает отрезок времени лекции, как небольшой. Этому студенту интересно слушать лектора. Другому студенту, который пропустил предыдущую лекцию, трудно воспринимать новый учебный материал, логично связанный со старым. Время для этого студента «тянется». Студент силится понять лектора, он напрягается, не успевает за мыслью лектора и хочет, чтобы лекция поскорей закончилась.

Что должен делать преподаватель? На какого из студентов он должен ориентировать изложение своего лекционного материала? Руководство учебного заведения в этом случае рекомендует придерживаться рабочей программы дисциплины, в которой расписано изложение материала во времени. Преподаватель, выполняя указания руководства, может формально изложить материал и не беспокоиться о психическом состоянии студентов на лекции. Он в этом случае просто получает за свой труд деньги.

С другой стороны, преподаватель тоже «живой человек». Один учебный материал он знает и излагает лучше, чем другой. Лекцию он может читать вдохновенно на «одном дыхании» и при этом не замечать время. Большую роль играет «обратная связь» преподавателя с учениками. Студенты внимательно слушают, проявляют «живой» интерес, задают вопросы. Это положительно сказывается на учебном процессе.

Если студенты отвлекаются разговорами, рассматривают свои смартфоны, впадают в дремоту, не конспектируют лекцию, не задают вопросы, то они оказывают угнетающее действие на состояние преподавателя. Часто нить его доклада прерывается. Время для него «тянется» и качество лекции оставляет желать лучшего. Для лектора существует высокая вероятность эмоционального выгорания [1]. Оно проявляется нарастающим безразличием к своим обязанностям, ощущением собственной профессиональной несостоятельности, неудовлетворенности работой. Способствует этому и отсутствие должного вознаграждения за выполненную работу, что заставляет человека думать, что его работа

не имеет ценности. В дальнейшем у него могут развиваться невротические расстройства и психосоматические заболевания.

Физическое состояние преподавателя и студентов также сказывается на темпоральности учебного процесса. Если люди здоровы, то время не замечают. Если они плохо или неважно себя чувствуют, то время для них течет медленно. Они прислушиваются к своим недомоганиям, стараются делать так, чтобы их состояние не ухудшилось. Качество обучения при этом естественно невысокое.

Разработаны различные критерии для качественной оценки подготовки учащихся в учебном заведении [2]. По этим критериям составляют рейтинг учебных заведений в Украине. В состав критериев включают научные публикации в периодических изданиях, патенты, монографии, учебные пособия, дискуссионные публикации по профессиональной тематике, наличие призовых мест студентов на олимпиадах и конкурсах, защиты научных работ и др.

Чем рейтинг учебного заведения выше, тем лучше по подготовке контингент поступающих и сильнее их конкурс. Это даёт учебному заведению определенные преимущества: заработанная плата сотрудников, как правило, более высокая, материальное обеспечение учебного процесса более современное, качественный состав педагогов более сильный. Интерес и усилия педагога, в первую очередь, должны быть ориентированы на учащихся, которые потенциально могут принести учебному заведению зачетные балы при подведении рейтинга.

У нас сформировалось мнение о том, что у учащихся внешняя мотивация преобладает над внутренней мотивацией. Приоритет подразумевает, что молодой человек включен в учебу не ради нее самой, а ради других целей, по отношению к которым она является средством их достижения. Например, можно учиться потому, что доставляет удовольствие сам процесс приобретения знаний (внутренняя мотивация), или потому, что получение хорошего образования открывает перспективу занять высокое социальное положение в обществе, найти высокооплачиваемую работу (внешняя мотивация).

Выводы. Темпоральность легко контролировать учащимся и преподавателям. Для этого при необходимости человек сравнивает субъективное представление времени с показаниями часов. Если время тянется, то показания часов отстают от желаемого внутреннего значения времени и наоборот. После сравнения следует сделать выводы и скорректировать свои действия в учебном процессе.

Могут иметь два направления практического приложения. Во-первых, можно очертить круг способных перспективных молодых людей и именно на нем сосредоточить свои педагогические и научные усилия. Во-вторых, можно попытаться снизить влияние факторов, сдерживающих развитие творческой личности, и, наоборот, культивировать факторы, благоприятствующие такому развитию.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лаврентьев Г. В., Лаврентьева Н. Б., Неудахина Н. А. Инновационные обучающие технологии в профессиональной подготовке специалистов (Часть 2). – Барнаул: Изд-во Алтайского государственного университета, 2004. – 146 с.
2. W-D. Webler Kriterien für gute akademische Lehre, Heft 2/91. Mai 1991, IZH D. Universität Bielfeld. Критерии качества учебного процесса (Реферат). Перевод С.Б. Бенедиктова.

## ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРЕПОДАВАНИЯ МЕХАНИКИ

С.Р. Максютов, Э.Ш. Имаева, УГНТУ, г. Уфа

Понятие «механика» берет свое начало в Древней Греции, как науку первым её описал Аристотель в IV веке до нашей эры, хотя в V веке до н. э. так называлось устройство при смене декораций в театре. Механика произошло от греческого слова μηχανή – «механе», что в переводе означает вымысел, хитрость, а также орудие, приспособление. Интересно, что первый смысл используется в настоящее время в русском языке, а именно махинация.

При изучении курса «Теоретической и прикладной механики» студенты сталкиваются с множеством терминов и их буквенными обозначениями. Без углубления в исторические и этимологические особенности термина студентам тяжелее правильно их применять при усвоении материала и решении задач.

В механике названия разделов также имеют греческое происхождение: 1) статика – происходит от *στατική* (статике) «статика, учение о весе, равновесии тел»; 2) кинематика – происходит от *κίνηματική* (кинематике) «движение»; 3) динамика – происходит от *δύναμις* (динамис) «сила».

В механике многие используемые термины являются прямыми переводами иностранных слов: траектория от латинского «*trajectus*» – передвижение, масса от латинского «*massa*» – кусок, инерция от латинского «*inertia*» – бездеятельность. Но есть и оригинальные термины на русском языке более полно объясняющие смысл понятий: М. В. Ломоносов вместо латинского «*aequilibrium*» ввел понятие «равновесие»; вместо французского «*acceleration*» используется «ускорение», скорость от латинского «*velocitas*», «равнодействующая» вместо термина «*resultante*», вращение от греческого «*γύροζ*» [1].

Учебный процесс в техническом вузе связан с огромным потоком информации различного уровня сложности, который связывает между собой многие дисциплины, реализующие как общекультурные, так и профессиональные компетенции. Усвоению материала студентами способствует высокий уровень владения языком специальности самим преподавателем [2].

При обучении будущих специалистов нефтегазовой отрасли необходимо подготовить их к работе с иностранным оборудованием, при этом огромную роль играет преподавание общетехнических предметов на английском языке. Студент, знакомясь с деталями и механизмами, должен знать их английские аналоги в соответствии с единой терминологической системой принятой во всем мире. На занятиях по теоретической и прикладной механике студенты впервые знакомятся с английским эквивалентом обозначения деталей машин и механических явлений. Например, кривошип – *crank*, шатун – *connecting rod*, ползун – *slider*, подпятник – *heel*, подшипник – *bearing*, вал – *shaft*, балка – *beam*.

Конкретный перевод термина зависит от его латинского аналога и практического применения. В таблице 1 представлены некоторые термины механи-

ки, используемые в настоящее время, корни которых берут свое начало в греческом и латинском языке.

Таблица 1 – Латинские и греческие термины в механике

| Оригинальное название понятие или термина | Первоначальный смысл и русская транскрипция | Значение в современном курсе теоретической механики                                             |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| γυροζ                                     | вращение (гироз)                            | 1) составная часть слов «гироскоп»;<br>2) вращательное движение, вращение вокруг оси или полюса |
| γραφο                                     | чертить, писать (графо)                     | 1) описание, запись;<br>2) составная часть сложных слов (география)                             |
| μετρεο                                    | измерять, замерять, мерять (метрео)         | измерять, измерение, замер, мера                                                                |
| νομοζ                                     | закон (номос)                               | 1) закон (движения, например);<br>2) составная часть сложных слов (номография)                  |
| οδοζ                                      | путь (одос)                                 | 1) пройденный путь, расстояние;<br>2) одометрия, измерение пройденного пути                     |
| gravitas                                  | тяжесть (гравитас)                          | 1) сила тяжести;<br>2) гравитация, сила земного тяготения                                       |
| impulsus                                  | толчок, импульс (импульсус)                 | импульс (силы)                                                                                  |
| inertia                                   | бездействие,<br>вялость, косность (инерция) | инерция, инертность                                                                             |

Таким образом, при изучении материала преподаватель должен рекомендовать для изучения студентам не только стандартную литературу, но и дополнительно специализированные справочники по терминологии для облегчения усвоения материала. А в свою очередь студенты должны понимать, что такое большое наличие терминов связано не только с большой историей предмета, но и заимствованием с греческого, латинского, средневеково-европейского языков.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горшков, Л.К. Этимологические корни основных терминов и речевых оборотов теоретической механики // Вестник Южно-уральского Государственного университета, 2011. – № 4(221). – С. 75-81. – <https://elibrary.ru/item> (дата обращения: 28.03.2019).
2. Имаева, Э.Ш. Теоретическая и прикладная механика в нефтегазовом деле: учебное пособие / Э.Ш. Имаева, О.Е. Зубкова; под ред. Н.Г. Вильдановой. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2015. – 178 с.

## **РАЗРАБОТКА СЦЕНАРИЯ ПО СОЗДАНИЮ ИНТЕРАКТИВНОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПОЭТАПНОГО ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

*Э.К. Юсупова, З.А. Закирова, УГНТУ, г. Уфа,*

На сегодняшний день значительное количество аварий и несчастных случаев на объектах газотранспортных предприятий происходит по организационным причинам [1]. В структуре этих причин преобладает влияние «человеческого фактора» (недостаточная компетентность работников, отсутствие представления о реальных опасностях, связанных с нарушением производственной дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия исполнителей работ, несоблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда). Незнание либо непонимание некоторых производственных процессов и возможных последствий, связанных с отклонением от технологии ведения работ и других нарушений, можно компенсировать внедрением аудиовизуальных информационных систем для обучения персонала, что значительно снизит риск воздействия «человеческого фактора» на аварийность и травматизм на производственных объектах газового комплекса.

Анализ литературы показывает, что на данный момент созданы и применяются средства информационного обеспечения на основе визуальной профессионально-ориентированной учебной среды для персонала, осуществляющего эксплуатацию и ремонт объектов газотранспортной системы, однако недостаточно обучающих информационных систем для персонала, проводящего работы по реконструкции этих объектов [2].

Непостоянный характер рабочих мест при выполнении реконструкции газопроводов, а также большое разнообразие применяемых технологий и методов производства работ значительно затрудняют организацию проведения мер безопасности [3]. Эту особенность необходимо учитывать и в системе профессиональной подготовки персонала, производящего работы по реконструкции газопроводов.

Обучение персонала безопасному производству работ по реконструкции на реальных участках газопроводов не представляется возможным ввиду этапа функционирования объекта. В этой связи разработка и внедрение средств подготовки и обучения персонала с использованием инновационных информационных технологий для организации и проведения работ по реконструкции максимально безопасным методом является актуальной задачей.

В целях повышения компетентности работников и, как следствие, снижения показателя риска возникновения аварий и несчастных случаев за счет уменьшения влияния «человеческого фактора» при выполнении реконструкции методом разрезания существующего газопровода предлагается сценарий для создания анимационной интерактивной информационной системы поэтапного обучения персонала «Безопасная реконструкция газопровода методом разрушения существующего газопровода (берстлайнинг)».

Компоненты разработанного сценария включают:

1) Создание виртуальной предметно-пространственной производственной среды:

– моделирование реальных условий трудовой деятельности по реконструкции газопровода (изображение объекта, состояние грунта, погодные условия, окружающая рассматриваемый объект инфраструктура, используемое оборудование, персонал и пр.);

2) Накладывание информационной среды:

– моделирование технологических операций реконструкции участка газопровода методом разрушения существующего газопровода по этапам (этапы проектирования, подготовки к реконструкции, разрушения и завершающий этап) с демонстрацией всех требований безопасности при выполнении работ, примеров их нарушений и последствий ошибок и визуализация процесса проведения всех видов инструктажей при помощи аудиовизуальных средств;

– накладывание информационной среды на все виды работ повышенной опасности (земляные, газоопасные, огневые) в виде требований правил, регламентов, норм, инструкций, обеспечение и соблюдение которых является обязательным для персонала.

Созданная по предложенному сценарию обучающая среда для профессиональной подготовки персонала с эффектом личного участия будет способствовать формированию навыков деятельности по безопасной реконструкции газопровода с учетом всех требований безопасности.

В свою очередь реализация реконструкции газопроводов безопасными методами производства работ и квалифицированным персоналом будет способствовать их безопасному функционированию, тем самым обеспечивая высокий уровень промышленной безопасности на объектах газового комплекса.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2017 году. – М., 2018. – С. 171-178.
2. Шарафутдинов, Д.К. Инновационный учебно-методический комплекс на основе графического дизайна и информационных технологий как средство формирования профессиональных компетенций по безопасности труда работающих на ремонте и реконструкции магистральных газопроводов / Р.Р. Сибгатуллин, М.Н. Бадрутдинов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 6. – С. 471–479.
3. Кускильдин, Р.А. Реконструкция изношенных распределительных газопроводов путем применения бестраншейных технологий как способ повышения безопасности газораспределительных систем / Р.А. Кускильдин, З.А. Закирова, Э.К. Юсупова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 1 (2018). – С. 116-124.

## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ

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

|                                                                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>1. ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ТЕПЛО-ИЗОЛЯЦИЕЙ И ПОДОГРЕВОМ НА ПРОМЫСЛАХ</b>                                               |    |
| <i>У.М. Абдуллин, М.А. Иляева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                               | 5  |
| <b>2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В КРИОГЕННЫХ ЗОНАХ НА ЭТАПАХ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>                       |    |
| <i>В.А. Азаров, С.В. Кондратенко, М.Н. Назарова, СПГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                  | 6  |
| <b>3. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b>                                                                  |    |
| <i>И.Т. Айдагулов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                            | 8  |
| <b>4. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕГРАДЫ</b>                                                              |    |
| <i>Р.А. Амиров, А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                | 9  |
| <b>5. ПОДДЕРЖАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ</b>                                                                       |    |
| <i>В.В. Ахмадуллин, Б.Г. Имамов, Р.М. Аскаров, Н.В. Бережанский УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                              | 10 |
| <b>6. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ПОПАДАНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ НА ОБЪЕКТЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА</b>                                                                |    |
| <i>Ю.В. Баранникова, М.Р. Терезулов, СамГТУ, г. Самара.....</i>                                                                                     | 12 |
| <b>7. САМОТЕЧНЫЕ УЧАСТКИ КАК МЕТОД ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК</b>                                             |    |
| <i>И.Ф. Басырова, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                           | 13 |
| <b>8. РАЗВИТИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА</b>                                                                                           |    |
| <i>Н. Бахтияр, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                               | 15 |
| <b>9. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВРЕМЯ ОБЛЕТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                |    |
| <i>Ш.И. Бахтияров, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                         | 16 |
| <b>10. ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТИ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»</b> |    |
| <i>Т.И. Безмянников, АО «Транснефть – Урал», г. Уфа, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа...</i>                                             | 17 |
| <b>11. ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПЛАВУЧИХ ЗАВОДАХ</b>                                                                              |    |
| <i>Н.В. Бирюкова, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                              | 18 |
| <b>12. ТРАНСПОРТИРОВКА ПГ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА</b>                                                                                                   |    |
| <i>Д.С. Братских, К.Д. Парфенчик, Е.И. Крапивский, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.....</i>                              | 20 |
| <b>13. ПОРОГОВЫЕ РАЗМЕРЫ ДЕФЕКТОВ В СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЯХ РВС</b>                                                                                     |    |
| <i>В.М. Варишцкий, Э.Н. Фигаров, Ю.Б. Григорьева, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>                                                          | 22 |
| <b>14. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ ПРИ ОХЛАЖДЕНИИ ПАРАФИНОСОДЕРЖАЩИХ ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ</b>                                                    |    |
| <i>В.А. Вишняков, Г.М. Орлова, СамГТУ, г. Самара.....</i>                                                                                           | 25 |
| <b>15. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПЛАВУЧИХ ТЕРМИНАЛОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>                                                                |    |
| <i>Е.А. Волкова, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                               | 26 |
| <b>16. УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ</b>                                                                           |    |
| <i>В.Э. Габдрахимов, ООО «Башнефть-Добыча», г. Октябрьский, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                 | 28 |
| <b>17. МЕТОД ОПТИМАЛЬНОЙ РАССТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ОБЪЕМОВ РАЗЛИВОВ И ОТКАЧКИ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>  |    |
| <i>В.М. Галлямов, АО «Транснефть – Урал», Р.Р. Таибулатов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                   | 30 |
| <b>18. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СВЕРХЗВУКОВОГО СОПЛА С УЧЕТОМ СКАЧКА УПЛОТНЕНИЯ</b>                                                                     |    |
| <i>В.Р. Галлямов, А.В. Колчин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                               | 32 |
| <b>19. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТОВ</b>                              |    |
| <i>Э.М. Галлямин, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                             | 33 |
| <b>20. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА АНКЕРНЫМИ СИСТЕМАМИ</b>                                          |    |
| <i>Э.М. Галлямин, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                             | 33 |



|                                                                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>21. ПОДВОДНЫЕ НЕФТЕХРАНИЛИЩА ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА</b>                                                                           | 34 |
| <i>Н.С. Ганцев, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                              |    |
| <b>22. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ</b>                            |    |
| <i>А.Р. Гизатуллин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                      | 35 |
| <b>23. ТЕХНОЛОГИЯ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭР ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗО-РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ</b>    |    |
| <i>Д.В. Гильмутдинов, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>                                                                                                 | 36 |
| <b>24. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ</b>                                                                |    |
| <i>Э.А. Гилязова, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                          | 38 |
| <b>25. ПЕРЕКАЧКА НЕФТИ ИЛИ НЕФТЕПРОДУКТОВ С ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ДОБАВКОЙ, ИНЖЕКТИРУЕМОЙ В ПОТОК С ПЕРЕМЕННЫМ РАСХОДОМ</b>                                    | 39 |
| <i>Н.Н. Голунов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                                    |    |
| <b>26. ИЗУЧЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ СМЕСИ «ПЕСЧАНЫЙ ГРУНТ - ГРАНУЛЫ ВСПЕНЕННОГО ПОЛИСТИРОЛА»</b>                                                          |    |
| <i>Е.С. Гриневич, Д.Н. Климанов, А.В. Грузин, ОмГТУ, г. Омск</i>                                                                                             | 41 |
| <b>27. ВНУТРЕННЕЕ ТРЕНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                         |    |
| <i>А.К. Гумеров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                           | 43 |
| <b>28. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПОДГОТОВКИ ПОВЕРХНОСТИ МЕТАЛЛА В ТОЧКАХ КОНТРОЛЯ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ТРУБНОЙ СТАЛИ</b> |    |
| <i>С.С. Гуськов, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород</i>                                                                                                  | 45 |
| <b>29. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕОМАГНИТНО-ИНДУЦИРОВАННОГО БЛУЖДАЮЩЕГО ТОКА НА ПРОЦЕССЫ КОРРОЗИИ В ПОДЗЕМНОМ ТРУБОПРОВОДЕ</b>               |    |
| <i>С.С. Гуськов, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород</i>                                                                                                  | 46 |
| <b>30. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ВЫДАЧИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ КРУПНОТОННАЖНЫХ ХРАНИЛИЩ</b>                                            |    |
| <i>М.И. Давыденко, А.Ю. Баранов, СПб НИУ ИТМО, г. Санкт-Петербург</i>                                                                                        | 48 |
| <b>31. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН»</b>                                                                            |    |
| <i>Доан Фыон Хонг Нга, РЭУ им. Плеханова, А.А. Купреенкова, Е.А. Рыбкина, МГИМО МИД России, г. Москва</i>                                                    | 50 |
| <b>32. ТРАНСПОРТИРОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГИДРАТНОЙ ФОРМЕ</b>                                                                                                 |    |
| <i>В.Ю. Еразумов, А.Р. Гимаева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                            | 52 |
| <b>33. ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИКАРБАМИДА В КАЧЕСТВЕ ИЗОЛЯЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ</b>                   |    |
| <i>Р.Ф. Зарипов, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                            | 54 |
| <b>34. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ПОВЫШАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ РВС</b>                                                          |    |
| <i>Л.Е. Землеруб, М.Р. Терезулов, СамГТУ г. Самара</i>                                                                                                       | 55 |
| <b>35. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ МЕТОДИКИ ОТБРАКОВКИ ТРУБ ПОВТОРНОГО ПРИМЕНЕНИЯ</b>                                                       |    |
| <i>Л.А. Зернова, г. Н. Новгород, НГТУ им. Р.Е. Алексеева (ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»)</i>                                                        | 57 |
| <b>36. ПОДОГРЕВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРАНСПОРТЕ В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРНАХ</b>                                                           |    |
| <i>А.И. Иванов, Р.М. Хусаинов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                             | 59 |
| <b>37. ИЗМЕРЕНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ В СТЕНКЕ ТРУБЫ, НАГРУЖЕННОЙ ИЗГИБАЮЩЕЙ СИЛОЙ В ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПЛОСКОСТИ</b>                                                        |    |
| <i>А.А. Игнатик, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта</i>                                                                              | 60 |
| <b>38. ОЦЕНКА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ ВИХРЕВОГО ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ТРУБОПРОВОДЕ</b>                                         |    |
| <i>Д.А. Ильясов, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                                                           | 62 |
| <b>39. АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                        |    |
| <i>Р.Ф. Имаева, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                             | 63 |
| <b>40. Особенности расчета напряжений от температуры и давления при наличие ненормативных радиусов изгиба</b>                                                | 65 |
| <i>Исламов И.М., Ургалинское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Уфа» г. Уфа</i>                                                                                    |    |

|                                                                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>41. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ</b>                      |    |
| <i>К.Р. Исламова, Н.Г. Коноплев, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                               | 67 |
| <b>42. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОДЕСТРУКТИВНЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ К ТРУБОПРОВОДНОМУ ТРАНСПОРТУ</b>             |    |
| <i>Ф.Р. Исмагилов, АГТУ, г. Астрахань, А.В. Курочкин, АИТ НП «Интегрированные технологии», г. Уфа</i>                              | 69 |
| <b>43. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ГАЛЬВАНИЧЕСКОЙ РАЗВЯЗКИ СИСТЕМ ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ И КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ</b>    |    |
| <i>Е.В. Исупова, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                                 | 71 |
| <b>44. СОПОСОВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ЗАЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</b>                                                 |    |
| <i>И.Ф. Исхаков, Ю.А. Фролов УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                     | 73 |
| <b>45. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ СЕВЕРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                               |    |
| <i>З.Р. Ишбердина, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                | 74 |
| <b>46. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОПАСНОСТИ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                        |    |
| <i>З.Р. Ишбердина, Г.Е. Коробков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                | 75 |
| <b>47. АНАЛИЗ ПУТИ УЛУЧШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ФУНДАМЕНТОВ ГЛУБОКОГО ЗАЛОЖЕНИЯ В ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ</b>             |    |
| <i>И.Р. Ишмухаметов, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                              | 77 |
| <b>48. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ УСТРОЙСТВА ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ</b>                       |    |
| <i>И.Р. Ишмухаметов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                             | 78 |
| <b>49. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НА НЕФТЕПРОВОДАХ</b>                                                    |    |
| <i>Э.Ю. Касановас, П.Ю. Пузин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                   | 79 |
| <b>50. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ</b>                                                          |    |
| <i>С.В. Китаев, О.В. Смородова, Е.В. Кузнецова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                  | 79 |
| <b>51. КОМПОЗИТЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ</b>                                                                                  |    |
| <i>С.В. Китаев, В.Р. Байбаков, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                   | 81 |
| <b>52. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ПРИМЕНЕНИЕМ АБСОРБЦИОННОЙ БРОМИСТО-ЛИТИЕВОЙ ХОЛОДИЛЬНОЙ МАШИНЫ</b> |    |
| <i>И.А. Кожеевникова, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                               | 83 |
| <b>53. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ В АРКТИЧЕСКИХ ЗОНАХ</b>                       |    |
| <i>С.В. Кондратенко, В.А. Азаров, М.Н. Назарова, СПбГУ, г. Санкт-Петербург</i>                                                     | 84 |
| <b>54. ПРИМЕНЕНИЕ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ В КАЧЕСТВЕ РАЗДЕЛИТЕЛЯ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ</b>                                      |    |
| <i>В.Г. Корнеев, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                    | 85 |
| <b>55. ОЦЕНКА РИСКА ОБРАЗОВАНИЯ НЕРАСТВОРИМОГО ОСАДКА ПРИ СМЕШИВАНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                                            |    |
| <i>И.А. Кошельков, Р.Р. Султанбеков, М.Н. Назарова, Горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                     | 87 |
| <b>56. ОБОСНОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЮЖНОЙ ЕВРОПЫ ИЗРАИЛЬСКИМ ГАЗОМ</b>                                                                |    |
| <i>Е.И. Крапивский, УГТУ, г. Ухта, А.П. Спиридонова, СПбГУ, г. Санкт-Петербург</i>                                                 | 89 |
| <b>57. К ВОПРОСУ О ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАСЧЁТЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ</b>                               |    |
| <i>Д.И. Красов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                           | 90 |
| <b>58. МОДЕРНИЗАЦИЯ УСПОКОИТЕЛЕЙ КАЧКИ ПОНТОНОВ (ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ) РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                   |    |
| <i>П.В. Кузнецов, ООО «Автосеть РБ», г. Уфа, В.А. Кузнецов, А.А. Миниахметова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                   | 91 |
| <b>59. ПРИМЕНЕНИЕ БИОГИБРИДНЫХ МАТЕРИАЛОВ В СОРБЦИОННОМ МЕТОДЕ СБОРА АВАРИЙНЫХ УТЕЧЕК НЕФТИ</b>                                    |    |
| <i>В.Ю. Лапук, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                     | 93 |
| <b>60. ПОВТОРНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАССОЛОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОХРАНИЛИЩ В ПЛАСТАХ КАМЕННОЙ СОЛИ</b>                          |    |
| <i>Е.А. Локишина, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                | 94 |
| <b>61. ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ИНДИВИДУАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ ДЛЯ МНОГОКВАРТИРНЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ</b>                  |    |
| <i>Н.А. Мазуренко, Д.А. Прохоров, М.Н. Назарова, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                    | 95 |
| <b>62. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЯЗКОЙ НЕФТИ</b>                                               |    |
| <i>Ю.Г. Матвеева, Н.А. Зарипова, А.К. Николаев, Горный университет, Санкт-Петербург</i>                                            | 96 |

|                                                                                                                                                              |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>63. ОБНУРАЖЕНИЕ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ УТЕЧЕК С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ</b>                                                            |     |
| <i>А.В.Машикова, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара</i>                                                                                                        | 98  |
| <b>64.ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ПЕРЕВОДЕ НА ТРАНСПОРТ СВЕТЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                                                          |     |
| <i>В.А. Миннеханов, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                      | 99  |
| <b>65. О ПОВЫШЕНИИ ДОСТОВЕРНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА трубопроводов</b>                                                                                   |     |
| <i>В. Ю. Морецкий, В. В. Жолобов, Р. Ф. Талипов, ООО "НИИ Транснефть", г. Москва</i>                                                                         | 100 |
| <b>66.К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ МЕМБРАН ПРИ СОКРАЩЕНИИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ ИСПАРЕНИЙ</b>                                                             |     |
| <i>Р.Р. Мухаметшин, К.Р. Мухаметшина, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                         | 102 |
| <b>67. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО МЕТОДА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ЗОН КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ</b>                                           |     |
| <i>Е.А. Мушинская, А.А. Стрекаловский, С.В. Петров, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                        | 104 |
| <b>68. СПОСОБ ОЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ОТ УЛЬТРАДИСПЕРСНЫХ ПРИМЕСЕЙ ОКСИДА ЖЕЛЕЗА</b>                                                                      |     |
| <i>Г.В. Несын, Р.З. Сунагатуллин, Е.С. Дубовой, Ф.С. Зверев, И.В. Черникова, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>                                             | 105 |
| <b>69. ПРИЧИНЫ ПОВЫШЕННОЙ ВИБРАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ</b>                                                                                                    |     |
| <i>К.В. Носкова, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                            | 107 |
| <b>70. ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ НЕФТЕШЛАМОВ И АНАЛИЗ СПОСОБОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ</b>                                                                     |     |
| <i>П.Н. Овакян, А.М. Пешков, Р.С. Гришин, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара</i>                                                                               | 107 |
| <b>71. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЛАВЛИВАНИЯ ПАРОВ ПРИ ПОГРУЗКЕ ТАНКЕРОВ ПУТЕМ РАЦИОНАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОЙ УРП</b>                          |     |
| <i>К.Д. Парфенчик, В.В. Пишин, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                                | 109 |
| <b>72. ПОВЫШЕНИЕ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                             |     |
| <i>В.О. Плешко, Т.В. Дмитриева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                            | 111 |
| <b>73. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ ПО «ГОРЯЧЕМУ» НЕФТЕПРОВОДУ</b>                                                 |     |
| <i>К.И. Плотникова, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                                           | 113 |
| <b>74.АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН АВАРИЙ НА ГАЗОПРОВОДАХ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ</b>                                                                              |     |
| <i>В.В. Понкратова, М.Н. Назарова, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                            | 114 |
| <b>75. АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ В НЕФТЕПРОВОДАХ</b>                                                                                |     |
| <i>Д.Ю. Правикова, В.Ф. Абсалямова УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                         | 115 |
| <b>76. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОИСКА УТЕЧЕК ПРИРОДНОГО ГАЗА В СЕТЯХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ</b>                                                          |     |
| <i>Д.А. ПРОХОРОВ, М.Н. НАЗАРОВА, СПГУ, Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ</i>                                                                                                | 116 |
| <b>77. ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЕМ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ</b>                                                                             |     |
| <i>А.А. Ридель, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                            | 118 |
| <b>78.ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕВЫХ ПОРШНЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ</b>                                   |     |
| <i>Р.Р. Саитгалиева, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                        | 119 |
| <b>79. ПРОЕКТ ГАЗОФИКАЦИИ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА С ПОМОЩЬЮ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>                                                             |     |
| <i>С.М. Сарваров, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                          | 121 |
| <b>80. ОБЪЕКТ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ АО «РОСПАН ИНТЕРНЕСНЛ»</b>                                  | 122 |
| <i>А.В. Сиразева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                          |     |
| <b>81.РАЦИОНАЛЬНЫЙ СПОСОБ РЕДУЦИРОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                         |     |
| <i>И.Е. Слепнев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                           | 123 |
| <b>82.ОЦЕНКА РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА МЕТОДОМ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК</b> |     |
| <i>В.Н. Слепнёв, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва,</i>                                                                                                        |     |
| <i>А.Ф. Максименко, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                                 | 124 |

|                                                                                                                                                                                                                                                         |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>83. УМЕНЬШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b><br><i>Л.М. Спириденко, Е.М. Захаренко, Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь</i>                                                                     | 125 |
| <b>84. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ РУБЕЖЕЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ И СБОРА НЕФТИ НА РЕКАХ</b><br><i>Л.М. Спириденко, Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь</i>                                                         | 127 |
| <b>85. СОХРАНЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b><br><i>Р.Р. Султанбеков, М.Н. Назарова, Горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                        | 128 |
| <b>86. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ И НДС ТРУБОПРОВОДА НА НАЧАЛЬНОМ ЭТАПЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b><br><i>Т.С. Султанмагомедов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                           | 130 |
| <b>87. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ МЕХАНИЧЕСКОГО КОНУСНО-РАСТРУБНОГО СОЕДИНЕНИЯ ТИПА «БАТЛЕР»</b><br><i>А.Ф. Султанова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                     | 132 |
| <b>88. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАДИЕНТА НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА «ПОТОК-СТЕНКА» НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ</b><br><i>Р.З. Сунагатуллин, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                              | 132 |
| <b>89. СТРАТЕГИИ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ОТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ УЗЛОВ</b><br><i>И.А. Тарарычкин, Луганский национальный университет им. В. Даля, г. Луганск</i>                                                                               | 133 |
| <b>90. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА</b><br><i>А.С. Телепко, А.В. Шалыгин, Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                               | 135 |
| <b>91. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕЛИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ В СРЕДЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ SIMINTES</b><br><i>М.Д. Тельнов, НГТУ, Д.Г. Репин, ООО «Газпром проектирование», г. Нижний Новгород</i> | 137 |
| <b>92. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЗЕРВУАРОВ ОПТИМАЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ</b><br><i>М.Р. Терезулов, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара</i>                                                                                                             | 139 |
| <b>93. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ГЛУБОКОВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>Б.Р. Терезулов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                       | 140 |
| <b>94. РАСЧЕТ ВЛИЯНИЯ ПРИДОННОГО ОСАДКА НА ПРОЧНОСТЬ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b><br><i>Р.Д. Терехин, Р.Р. Султанбеков, М.Н. Назарова, Горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                        | 141 |
| <b>95. АНАЛИЗ ВЕСОМОСТИ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА КАЧЕСТВО НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МНПП</b><br><i>Ф.В. Тимофеев, Н.Н. Хафизов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва</i>                                                                            | 142 |
| <b>96. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b><br><i>А.В. Токаренко, М.Е. Дмитриев, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                    | 144 |
| <b>97. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ</b><br><i>И.Д. Тукаев, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                              | 145 |
| <b>98. РАСЧЕТ МЕСТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ПРОПУСКЕ ВНУТРИТРУБНОГО ДЕФЕКТОСКОПА</b><br><i>В.В. Уланов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                                           | 146 |
| <b>99. РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ СТАНОВЛЕНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ МАГНИТНОГО ДЕФЕКТОСКОПА В МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ</b><br><i>В.В. Уланов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                   | 147 |
| <b>100. КОМБИНИРОВАНИЕ ГАЗОУРАВНИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ С ТЕХНОЛОГИЕЙ РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b><br><i>К.А. Федоров, М.Р. Терезулов, СамГТУ, г. Самара</i>                                                                                           | 148 |
| <b>101. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА ПАДЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТА В ОСТАНОВЛЕННОМ ТРУБОПРОВОДЕ</b><br><i>А.И. Фидусь, В.В. Пшенин, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                | 150 |
| <b>102. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ</b><br><i>С.А. Филиппов, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                      | 152 |
| <b>103. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ МЕТОДА ХОЛОДНОГО ПОТОКА НА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ</b><br><i>И.Ф. Хабибуллин, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                              | 154 |

|                                                                                                                                                |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>104. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА С ЦЕЛЮ УЧЁТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ</b>   |     |
| <i>Ю.Р. Хажиева, С.В. Кутаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                | 154 |
| <b>105. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ</b>                                                                        |     |
| <i>А.В. Хакимов, Е.М. Муфтахов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                              | 156 |
| <b>106. ИНТЕРВАЛЬНОЕ РАДИАЛЬНО-УПОРНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ПРОДУКТА ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b>                      |     |
| <i>Ф.Р. Хаматнуров, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                        | 157 |
| <b>107. ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАЦИЙ СЛИВА-НАЛИВА В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЦИСТЕРНЫ НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>                           |     |
| <i>Р.М. Хусаинов, А.И. Иванов, Б.Н. Мастобаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                               | 158 |
| <b>108. РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА НА БОЛОТАХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ БАЛЛАСТИРОВКИ</b>                                                   |     |
| <i>А.А. Челнокова, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                          | 159 |
| <b>109. ИССЛЕДОВАНИЕ БОЛОТ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                     |     |
| <i>А.А. Челнокова, В.Ф. Абсалямова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                          | 160 |
| <b>110. К ВОПРОСУ О КЛАССИФИКАЦИИ ТОРЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ НАСОСОВ</b>                                                       |     |
| <i>Д. И. Шагабутдинов, Ю.А. Фролов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                          | 160 |
| <b>111. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ И ВРЕМЕНИ ОСВОБОЖДЕНИЯ ОТ НЕФТИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НАСОСАМИ НПС</b>               |     |
| <i>И.Р. Шамсутдинов, М.М. Гареев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                            | 163 |
| <b>112. РАСЧЕТНО-СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА СЕЙСМООПАСНЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «СИЛА СИБИРИ»</b>       |     |
| <i>Т.Р. Шангареев, В.И. Муратова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                            | 164 |
| <b>113. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТЯЖЕННЫХ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ КАК СРЕДСТВО ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b> |     |
| <i>Е.В. Шевалдина, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород</i>                                                                                  | 165 |
| <b>114. ВОДОРОДОИНДУЦИРОВАННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ ТРУБНОЙ СТАЛИ</b>                                                                                |     |
| <i>А.А. Шестаков, Л.П. Худякова, И.Р. Фархетдинов, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>                                                        | 167 |
| <b>115. ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ СЛОЖНОЙ КОНСТРУКЦИИ</b>        | 168 |
| <i>Р.А. Шестаков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>                                                                     |     |
| <b>116. НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                   |     |
| <i>А.И. Шеферов, В.В. Мусонов, АО «Гипрогазцентр», г. Нижний Новгород</i>                                                                      | 169 |
| <b>117. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННООПАСНОГО МИКРОБНОГО КОНСОРЦИУМА ТИПА БИОПЛЕНКИ</b>                                                 |     |
| <i>А.В. Широков, Л.П. Худякова, А.А. Шестаков, А.Д. Хажиев, Научно-технический центр ООО «НИИ Транснефть»</i>                                  | 171 |
| <b>118. ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА</b>                                                                        |     |
| <i>Н.А. Шуклина, М.М. Бердник, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                               | 173 |
| <b>119. К РАЗМАГНИЧИВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ПОСЛЕ ВНУТРИТРУБНОЙ МАГНИТНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ</b>                                |     |
| <i>Б.Р. Якишибаев, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                              | 175 |
| <b>120. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОПЕРЕЧНЫХ НАГРУЗОК НА ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД ПРИ СЕЙСМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ</b>                                           |     |
| <i>Д.В. Ялалов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                              | 177 |
| <b>121. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ</b>                                              |     |
| <i>Т.А. Янбарисов, А.М. Нечваль, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                             | 179 |
| <b>122. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КРИОГЕННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ КРУПНОТОНАЖНОГО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>           |     |
| <i>Ю.Э. Ярославова, А.Ю. Баранов, СПб НИУ ИТМО, г. Санкт-Петербург</i>                                                                         | 179 |
| <b>123. СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПРИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ</b>                              |     |
| <i>Ю.О. Ясакова, ООО «Газпром трансгаз Самара», г. Самара, Л.Е. Землеруб, СамГТУ, г. Самара</i>                                                | 181 |

**СЕКЦИЯ**  
**«СООРУЖЕНИЕ И РЕМОНТ**  
**ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

|                                                                                                                                                                                                                                                                                 |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>1. ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ</b><br><i>Р.Р. Абдрахманов, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                            | 185 |
| <b>2. АДАПТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ PIPE EXPRESS К ПРИМЕНЕНИЮ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ</b><br><i>И.А. Абкадыров, Г.С. Шарнина, А.И. Валимухаметова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                           | 186 |
| <b>3. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И КОНСТРУКЦИИ СОЕДИНЕНИЯ ТУННЕЛЬНО-БУРИЛЬНОЙ МАШИНЫ С ПОНТОНОМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ III ТИПА</b><br><i>И.А. Абкадыров, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                        | 188 |
| <b>4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗАЩИТЫ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОВРЕЖДЕНИЙ</b><br><i>И.А. Алефиров, М.М. Бердник, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта</i>                                               | 192 |
| <b>5. РАСЧЕТЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОДВОДНЫЕ ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>И.Р. Баемов, Ф.М. Мустафин, А.Г. Гайнанова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                | 194 |
| <b>6. МОНИТОРИНГ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ РАЗЛИЧНЫМИ СИСТЕМАМИ КОНТРОЛЯ</b><br><i>И.Т. Байбурина, Н.И. Коновалов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                            | 195 |
| <b>7. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОНКОПЛЕНОЧНОГО ПОЛИМЕРНОГО СЕНСОРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b><br><i>А.Т. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа, А.Н. Лачинов, УФИЦ РАН, г. Уфа, А.Е. Жуков, ИТЦ ООО «Газпром Трансгаз Уфа», г. Уфа</i> | 197 |
| <b>8. ОПТИМАЛЬНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПРОКЛАДКЕ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ММГ</b><br><i>З.А. Бешерян, Л.И. Быков, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                    | 198 |
| <b>9. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РИСКИ ПРЕДПРИЯТИЙ-ОПЕРАТОРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ</b><br><i>С.В. Бословяк, УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк, Беларусь</i>                                                                                                   | 200 |
| <b>10. МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ</b><br><i>Г.Р. Бурнашова, филиал ПАО «Газпром газораспределение Уфа» в д. Князево (Центральный филиал), Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                          | 202 |
| <b>11. СРАВНЕНИЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ АНКЕРНЫХ УСТРОЙСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>А.Н. Бутовка, АО ВНИИСТ, г. Москва</i>                                                                                                                           | 205 |
| <b>12. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА</b><br><i>Т.И. Вафин, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                 | 206 |
| <b>13. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ</b><br><i>Т.И. Вафин, С.К. Рафиков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                       | 207 |
| <b>14. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ МЕТОДОМ КРИВЫХ ВСТАВОК</b><br><i>Н.С. Вишневская, В.А. Жаров, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                                                      | 208 |
| <b>15. К НАЗНАЧЕНИЮ РЕСУРСА ПЕРИФЕРИЙНОГО УПЛОТНЕНИЯ ПЛАВАЮЩЕГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРА</b><br><i>Р.З. Гадельшин, ИТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>                                                                                                                              | 210 |
| <b>16. ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ТРЕХСЛОЙНОГО ШАРОВОГО РЕЗЕРВУАРА</b><br><i>Л.И. Газалеев, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                               | 212 |
| <b>17. ПРИМЕНЕНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ</b><br><i>Д.С. Гайсин, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                              | 213 |
| <b>18. КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b><br><i>Д.С. Гайсин, И.Ф. Кантемиров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                                                   | 214 |

|                                                                                                                                                                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>19. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОСТРУЙНОГО ЭЖЕКТОРА ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ НЕОБХОДИМОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОТКАЧКЕ ГАЗА ИЗ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА</b><br><i>А.И. Галицкий, А.Д. Успенская, СПбГУ, г. Санкт-Петербург</i> | 215 |
| <b>20. ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕРМОКАРСТА</b><br><i>Э.Р. Гарифуллина, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                               | 216 |
| <b>21. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА МИНИМИЗАЦИИ ПОТЕРЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ГАЗОПРОВОДЕ</b><br><i>А.Р. Гизатуллин, Р.А. Фазлетдинов, УГНТУ, г. Уфа</i>                  | 218 |
| <b>22. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ АЭРОГЕЛЯ</b><br><i>Э.А. Гилязитдинова, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                        | 219 |
| <b>23. ФОРМИРОВАНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ МАШИН С ПОМОЩЬЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ</b><br><i>И.В. Гладков, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>             | 220 |
| <b>24. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ</b><br><i>Д.О. Гришков, АО ВНИИСТ, г. Москва</i>                                                                          | 221 |
| <b>25. МЕТОД СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ III ТИПА</b><br><i>Д.Р. Губайдуллин, К.В. Кожеева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                              | 223 |
| <b>26. МЕТОД АКУСТОУПРУГОСТИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА ТРУБ</b><br><i>К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, НТЦ ООО "НИИ Транснефть", г. Уфа</i>                                                                             | 224 |
| <b>27. НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДЕГРАДАЦИИ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, НТЦ ООО "НИИ Транснефть", г. Уфа</i>                                                           | 226 |
| <b>28. РОЛЬ ГРАНИЦ ЗЁРЕН В ЗАМЕДЛЕННОМ РАЗРУШЕНИИ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, Н.К. Габдуллин, НТЦ ООО "НИИ Транснефть", г. Уфа</i>                              | 228 |
| <b>29. МАГНИТНЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b><br><i>К.М. Гумеров, Р.А. Харисов, М.В. Мумриков, НТЦ ООО "НИИ Транснефть", г. Уфа</i>                                   | 230 |
| <b>30. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ДНИЩ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ПРИЧИНЫ ИХ ДЕФОРМАЦИИ</b><br><i>О.С. Егоян, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                              | 232 |
| <b>31. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ДНИЩ РЕЗЕРВУАРОВ БЕЗ ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b><br><i>О.С. Егоян, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                 | 233 |
| <b>32. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА УСИЛИЕ ПРОДАВЛИВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТОННЕЛЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ МИКРОТОННЕЛИРОВАНИЯ</b><br><i>Э.П. Елинская, Ф.М. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа</i>                             | 234 |
| <b>33. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b><br><i>А.Ф. Жбанова, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                        | 236 |
| <b>34. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ</b><br><i>А.А. Зайцева, Г.М. Орлова, СамГТУ, г. Самара</i>                                                             | 237 |
| <b>35. ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ – ИННОВАЦИОННЫЙ ИНСТРУМЕНТ СООРУЖЕНИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ</b><br><i>И.А. Захаров, ООО «ОНИКС», г. Салават, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>                     | 239 |
| <b>36. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИЕ НЕНОРМАТИВНЫХ РАДИУСОВ ИЗГИБА</b><br><i>И.М. Исламов, Ургалинское ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>                   | 241 |
| <b>37. НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНЦЕПЦИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА</b><br><i>И.Ф. Кантемиров, Ф.М. Мустафин, О.Ф. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                              | 243 |
| <b>38. УТОЧНЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ БАЛОЧНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ПЕРЕХОДА С КОМПЕНСАТОРАМИ</b><br><i>Д.Д. Каримов, И.Ф. Махмудова, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                    | 245 |
| <b>39. НОВЫЙ СПОСОБ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ</b><br><i>И.Р. Киреев, В.Б. Барахшина, Э.М. Бисенгулова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                             | 247 |
| <b>40. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b><br><i>В.С. Коврижных, А.Г. Кульбей, Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь</i>            | 249 |

|                                                                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>41. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НА ПРОЕКТЕ СИЛА СИБИРИ</b>                              |     |
| <i>И.А. Кокишаров, РГУНГ, г. Москва, Ф.М. Мустафин, А.Г. Гайнанова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                     | 250 |
| <b>42. РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ СПОСОБОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ</b>                                 |     |
| <i>А.Г. Кульбей, Д.А. Киселев, Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь</i>                                          | 252 |
| <b>43. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС-5000 ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ В ПК ANSYS</b>              |     |
| <i>Л.Л. Латыпова, И. Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                      | 254 |
| <b>44. ДИАГНОСТИКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ДНИЩА ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ</b>                                                     |     |
| <i>И.Э. Лукьянова, УГНТУ, В.А. Михайлова, УГАТУ, г. Уфа</i>                                                                               | 256 |
| <b>45. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЗАКРЕПЛЕНИИ БЕРЕГОВ В СТВОРАХ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ</b>                   |     |
| <i>А.А. Майкевич, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                       | 258 |
| <b>46. К ВОПРОСУ МАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С КОНЦЕНТРАТОРАМИ МЕХАНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ</b>                         |     |
| <i>В.Р. Мардамышин, ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург, Т.А. Бакиев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                     | 260 |
| <b>47. НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ ТИПА УГЛОВАТОСТЬ</b>              |     |
| <i>Р.А. Масков, Ф.М. Мустафин, Э.В. Мамлеев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                            | 262 |
| <b>48. АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЕТА БАЛОЧНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ С КОМПЕНСАТОРАМИ</b>                                                      |     |
| <i>И.Ф. Махмудова, Д.Д. Каримов, Д.А. Гулин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                            | 263 |
| <b>49. СООРУЖЕНИЕ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДА ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНЫЕ И АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ МЕТОДОМ ГБ</b>                                             |     |
| <i>А.И. Муллаянов, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                       | 265 |
| <b>50. НАДЕЖНЫЙ И БЕЗОПАСНЫЙ ТРАНСПОРТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ИЗ РОССИИ В КИТАЙ</b>                                                               |     |
| <i>Ф.М. Мустафин, И.Ф. Кантемиров, О.Ф. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                       | 266 |
| <b>51. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО И ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПОТОКА ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ПРОДУКТА НА СТЕНКУ ТРУБОПРОВОДА</b>          |     |
| <i>Ф.М. Мустафин, М.М. Кусакина, О.Ф. Мустафин, Р.Р. Халиков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                           | 268 |
| <b>52. СПОСОБЫ ЗАКРЕПЛЕНИЕ ГРУНТОВ ОТ ВЫМЫВАНИЯ ПОЧВЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЭРОЗИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА</b>   |     |
| <i>А.А. Насирова, АО ВНИИСТ, г. Москва</i>                                                                                                | 270 |
| <b>53. ОПТИМИЗАЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ДРОССЕЛИРУЕМОГО ГАЗА</b>                                                           |     |
| <i>Д.И. Панков, РГУНГ, г. Москва, Ф.М. Мустафин, Э.В. Мамлеев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                          | 271 |
| <b>54. МЕТОД МАГНИТНОЙ ПАМЯТИ МЕТАЛЛА – КАК СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОБОРУДОВАНИЯ, РАБОТАЮЩЕГО ПОД ИЗБЫТОЧНЫМ ДАВЛЕНИЕМ</b> |     |
| <i>Т.А. Петрова, Н.С. Ахметзянов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                       | 273 |
| <b>55. ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА</b>                                            |     |
| <i>С.К. Рафиков, А.П. Ватолин, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                            | 275 |
| <b>56. РАСЧЕТ НАГРУЗОК И ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СЕТЧАТУЮ КУПОЛЬНУЮ КРЫШУ РЕЗЕРВУАРА</b>                                                           |     |
| <i>М.Р. Сайфуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                   | 276 |
| <b>57. ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА КУПОЛЬНОЙ КРЫШИ РЕЗЕРВУАРА</b>                                                         |     |
| <i>М.Р. Сайфуллин, М.Г. Каравайченко, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                   | 277 |
| <b>58. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЦЕНТРОВКИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ РЕМОНТЕ С ЗАМЕНОЙ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА</b>                      |     |
| <i>Э.Ш. Субхангулов, Х.А. Азметов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                      | 279 |
| <b>59. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЦЕНТРОВКИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА ПРИ РЕМОНТЕ С ЗАМЕНОЙ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА</b>                      |     |
| <i>И.В. Сулейманов, Т.Р. Мустафин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                      | 280 |
| <b>60. МОДЕЛЬ РЕЗЕРВУАРА С ПОНТОНОМ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ FLOWVISION</b>                                                                |     |
| <i>Г.И. Туктарова, И.Э. Лукьянова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                      | 281 |
| <b>61. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ И ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБНЫХ ИЗДЕЛИЙ</b>                      |     |
| <i>Р.Р. Хабибуллин, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                       | 282 |
| <b>62. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНУТРИТРУБНЫХ КОРРОЗИОННЫХ И БИОКОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ</b>                                                           |     |
| <i>А.Д. Хажиев, Л.П. Худякова, А.А. Шестаков, А.В. Широков, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа</i>                                          | 283 |



|                                                                                                                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>63. О ПРОБЛЕМЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ</b>                                                                      |     |
| <i>Д.Ф. Хусаинов, Р.Р. Хасанов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                    | 285 |
| <b>64. АНАЛИЗ УВЛАЖНЕНИЯ ПЕСЧАНОГО ОСНОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА</b>                                                                                  |     |
| <i>Е.К. Чипизубова, ОмГТУ, г. Омск</i>                                                                                                                               | 285 |
| <b>65. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ УЧЕТА КОЛИЧЕСТВА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУЖКИ, ОБРАЗУЮЩЕЙСЯ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ВРЕЗКЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ</b>                                          |     |
| <i>Н.М. Чуриков, T.D. Williamson Inc., г. Талса, Оклахома, США, Г.С. Шарнина, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                      | 288 |
| <b>66. НЕОБХОДИМОСТЬ УЧЕТА ЭФФЕКТА СТАРЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ СТАЛИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА С ПОДЪЕМОМ ЕГО В ТРАНШЕЕ</b>                       |     |
| <i>Б.Р. Шайбаков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                  | 291 |
| <b>67. РАСЧЕТ УДЕРЖИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СВАЙ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ</b>                                       |     |
| <i>Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                             | 294 |
| <b>68. ЗАКРЕПЛЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ОСТРОВНОЙ МЕРЗЛОТЫ</b>                                                                 |     |
| <i>Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                             | 296 |
| <b>69. ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЬНОГО ДОРОЖНОГО ПОКРЫТИЯ МДП В ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ PIPE EXPRESS, АДАПТИРОВАННОЙ К УСЛОВИЯМ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ РОССИИ</b> |     |
| <i>Г.С. Шарнина, И.А. Абкадыров, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                   | 298 |
| <b>70. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА БАЛЛАСТИРОВКИ ГАЗОПРОВОДА В ОБВОДНЕННЫХ ГРУНТАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЛОШНОГО ОБЕТОНИРОВАНИЯ</b>                                               |     |
| <i>Н.В. Шпунт, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                                                        | 300 |
| <b>71. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                                                     |     |
| <i>Л.А. Якупова, Г.С. Шарнина, А.И. Валимухаметова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                | 301 |
| <b>72. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА STARSCM+ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА</b>                                                    |     |
| <i>А.Н. Якишбаев, И.Э. Лукьянова, И.Н. Якишбаев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                   | 303 |
| <b>73. СПОСОБ РЕМОНТА КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ ПУТЕМ СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ</b>                           |     |
| <i>А.Н. Янушонок, УО «ПГУ», г. Новополоцк, А.С. Снарский, БНТУ, г. Минск, Беларусь</i>                                                                               | 304 |
| <b>74. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ СТАРЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА</b>                                                                                         |     |
| <i>Р.Р. Яушев, Н.В. Абдуллин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                      | 306 |
| <b>75. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПРИЧИН АВАРИЙ НА ГАЗОПРОВОДАХ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ</b>                                                                                     |     |
| <i>В.В. Понкратова, М.Н. Назарова, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                                    | 307 |
| <b>76. ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАТОВ НАПРЯЖЕНИЙ НА РАЗРУШЕНИЕ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</b>                                                       |     |
| <i>М.Н. Назарова, А.Н. Цнев, В.В. Носов, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                              | 309 |
| <b>77. ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ ЧЕРЕЗ ВРЕМЕННЫЕ УЗЛЫ ЗАПАСОВКИ И ПРИЕМА, ПОДКЛЮЧАЕМЫЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ БЕЗ ОСТАНОВКИ ТРАНСПОРТА ГАЗА</b>                 |     |
| <i>Р.Н. Кунафин, ЦСТС УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                              | 310 |

## **СЕКЦИЯ**

### **«ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ»**

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕАЭРАТОРОВ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК</b>      |     |
| <i>А.З. Аюпова, С.Н. Костарева, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа</i>             | 314 |
| <b>2. ОБОГРЕВ ПОМЕЩЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ КОНДИЦИОНЕРА</b>                            |     |
| <i>И.Р. Байков, О.В. Смородова, С.Н. Костарева, Н.Ю. Пилаг, УГНТУ, г. Уфа</i> | 315 |
| <b>3. ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ</b>                        |     |
| <i>Е.В. Бурдыгина, Г.К. Дунюшкин, А.Ю. Трофимов, УГНТУ, г. Уфа</i>            | 317 |

|                                                                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ВЭР ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ</b>                                                                                      |     |
| <i>А.Ю. Васильев, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                 | 319 |
| <b>5. СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ ГАЗА ПРИ РЕМОНТЕ ЛИНЕЙНЫХ ЧАСТЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ</b>                            |     |
| <i>А.И. Галицкий, А.Д. Успенская, СПбГУ, г. Санкт-Петербург.....</i>                                                                                   | 320 |
| <b>6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ С ПОМОЩЬЮ КЛЕТОЧНЫХ АВТОМАТОВ</b>                                                                              |     |
| <i>Д.Т. Гизатуллина, О.В. Смородова, С.Н. Костарева, И.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                               | 321 |
| <b>7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА</b>                                                          |     |
| <i>А.Р. Еникеева, Б.А. Шарипов, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                 | 323 |
| <b>8. ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ</b>                                                                                                 |     |
| <i>И.С. Ерилин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                 | 324 |
| <b>9. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССАХ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ</b>                                                           |     |
| <i>В.А. Иванов, М.О. Мызников, ОмГТУ, г. Омск.....</i>                                                                                                 | 326 |
| <b>10. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                        |     |
| <i>К.А. Карпова, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа, К.Е. Прокофьев, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа...</i>                                              | 328 |
| <b>11. КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ</b>                                                                                           |     |
| <i>С.В. Китаев, О.В. Смородова, Д.Д. Кашипова, К.Р. Бахтизин, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                   | 329 |
| <b>12. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ РЕГУЛИРОВАНИЕМ ТЕМПЕРАТУРЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА</b>                             |     |
| <i>А.А. Козина, Д.Г. Репин, НГТУ, г. Нижний Новгород.....</i>                                                                                          | 331 |
| <b>13. КОНДЕНСАЦИОННЫЙ МЕТОД УЛАВЛИВАНИЯ ПАРОВ</b>                                                                                                     |     |
| <i>М. М. Кологривов, В. П. Бузовский, ОНАХТ, г. Одесса.....</i>                                                                                        | 333 |
| <b>14. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ</b>                                                                          |     |
| <i>Н.В. Комиссаров, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                             | 335 |
| <b>15. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ОСОБЛЮДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b> |     |
| <i>С.Е. Кутуков, А.И. Гольянов, О.В. Четверткова, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа, А.А. Гольянов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва.....</i>            | 336 |
| <b>16. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГП-7 ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»</b>                                                            |     |
| <i>А.И. Латыпова, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                              | 338 |
| <b>17. НЕКОТОРЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЭР В ПРОЦЕССАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ</b>                                                  |     |
| <i>Р.Ш. Латыпов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                                | 339 |
| <b>18. ПУТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД</b>                                                                  |     |
| <i>Л.С. Лебедев, А.Ю. Красных, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                  | 340 |
| <b>19. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЭЦН, КАК ФАКТОР ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ</b>                                                                    |     |
| <i>Н.С. Михайлин, Р.А. Майский, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                 | 342 |
| <b>20. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СТАЦИОНАРНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ В ГРУНТАХ РАЗЛИЧНОЙ ВЛАЖНОСТИ</b>                        |     |
| <i>В. В. Мителев, А. Г. Кульбей, Полоцкий государственный университет, г. Новополоцк, Беларусь.....</i>                                                | 343 |
| <b>21. СОВМЕСТИМОСТЬ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО СЕКТОРА С ПЛАНАМИ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ</b>                                                  |     |
| <i>Р.А. Молчанова, И.В. Новоселов, Г.Р. Закирова, Э.А. Абдуллина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                               | 345 |
| <b>22. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЭС В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН</b>                                                                          |     |
| <i>Р.А. Молчанова, И.В. Новоселов, Г.Р. Закирова, Э.А. Абдуллина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                               | 347 |
| <b>23. СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ВОДОПОДГОТОВКИ ДЛЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БАШКОРТОСТАН</b>                                                    |     |
| <i>И.В. Новоселов, Ч.К. Хусаинова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                              | 349 |
| <b>24. ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКА ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ</b>                                                                           |     |
| <i>А.Г. Палаев, Э.Р. Джемилёв, С.И. Чипура, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург.....</i>                                        | 351 |
| <b>25. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                                  | 353 |
| <i>Е.А. Семенова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                                                               |     |

|                                                                                                                             |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>26. ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ</b>                                                        |     |
| <i>С.А. Сидоров, АО «Гипотрубопровод», г. Уфа.....</i>                                                                      | 354 |
| <b>27. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ «ЗЕЛеной» ЭНЕРГЕТИКИ</b>                                                               |     |
| <i>О.В. Смородова, С.Н. Костарева, Е.В. Кузнецова, А.М. Сулейманов, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                  | 356 |
| <b>28. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ</b>                                                      |     |
| <i>О.В. Смородова, Е.В. Кузнецова, Г.Р. Турумтаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                   | 357 |
| <b>29. НАЛАДКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЛОЩАДКИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА</b>                                     |     |
| <i>К.И. Снегирев, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                    | 359 |
| <b>30. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МНОГОКВАРТИРНОГО ДОМА</b>                                                           |     |
| <i>Ю.В. Токаренко, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                   | 360 |
| <b>31. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ</b>                                        |     |
| <i>А.Ю. Трофимов, Е.В. Бурдыгина, А.Н. Ардеева, Э.И. Галина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                         | 361 |
| <b>32. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ</b>                                          |     |
| <i>Д.Ф. Уразаева, Е.А. Федосеева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                    | 363 |
| <b>33. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ</b>                                      |     |
| <i>Т.Р. Фазлеев, О.В. Смородова, И.Р. Байков, С.В. Китаев, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                           | 364 |
| <b>34. САМООЧИСТКА ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ</b>                                                                              |     |
| <i>Е.А. Федосеева, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                   | 366 |
| <b>35. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>                                                           |     |
| <i>Д.М. Хабибуллин, АО «Гипотрубопровод», г. Уфа.....</i>                                                                   | 368 |
| <b>36. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ</b>                                                                     |     |
| <i>Н.Х. Хакимова, А.Р. Галикеев, И.М. Камалетдинов, ООО «Газпром газнадзор», г. Уфа.....</i>                                | 370 |
| <b>37. ВЛИЯНИЕ ОРИЕНТАЦИИ ПО СТОРОНАМ СВЕТА НА ПОТЕРИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ОГРАЖДАЮЩИЕ КОНСТРУКЦИИ</b>                    |     |
| <i>Л.В. Халиуллина, Е.А. Федосеева, Ф.М. Хафизов, УГНТУ, г. Уфа .....</i>                                                   | 371 |
| <b>38. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ВОДЫ</b>                                                |     |
| <i>Ю.Ю. Черникова, С.Н. Костарева, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                   | 373 |
| <b>39. К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ</b> |     |
| <i>О.В. Четверткова, А.И. Гольянов, С.Е. Кутуков, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>                                 | 375 |
| <b>40. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИХРЬВЫХ ТРУБ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>                                                          |     |
| <i>А.С. Чудинов, А.Ю. Трофимов, Е.В. Бурдыгина, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                      | 376 |
| <b>41. РЕКОНСТРУКЦИЯ ХИМВОДООЧИСТКИ УЧАСТКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА</b>                                |     |
| <i>Э.И. Шавалеева, С.Н. Костарева, О.В. Смородова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                   | 378 |
| <b>42. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА</b>                                                 |     |
| <i>В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Кононова, ОмГТУ, г. Омск.....</i>                                                        | 380 |

## **СЕКЦИЯ**

### **«ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ**

### **НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ»**

|                                                                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>1. АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАСЛООБМЕНА В ИЗОТЕРМИЧЕСКОМ РЕЗЕРВУАРЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА</b>               |     |
| <i>М.К. Аталиков, А.Р. Аюпова, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                | 383 |
| <b>2. КОМБИНИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ</b>                               |     |
| <i>З.С. Аюпова, РГУ нефти и газа (ниу) им И.М. Губкина, г. Москва.....</i>                                           | 383 |
| <b>3. СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ МЕТОДОМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ КАВИТАЦИИ</b>                                                |     |
| <i>Л.Р. Ачивакова, Е.Л. Артемьева, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                            | 384 |
| <b>4. О НАПРАВЛЕНИЯХ, СПОСОБСТВУЮЩИХ УЛУЧШЕНИЮ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ</b>                       |     |
| <i>С.Г. Бажайкин, М.З. Ямилев, А.С. Михеев, НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа.....</i>                                | 385 |
| <b>5. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОТНОШЕНИЯ ПЛОЩАДЕЙ ИСПАРИТЕЛЯ И КОНДЕНСАТОРА НА РАДИУС ПРОМОРАЖИВАНИЯ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ</b> |     |
| <i>Т.Р. Байков, УГНТУ, г. Уфа.....</i>                                                                               | 387 |

|                                                                                                                                                                       |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>6. СНИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИ МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТАНОВОК</b>                                                   |     |
| <i>А.Р. Бурашиин, Д.А. Годовский, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                     | 389 |
| <b>7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА</b>                              |     |
| <i>А.А. Галимов, Э.С. Нуриманова, Т.А. Бакиев, А.И. Асадуллин, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>                                                                 | 390 |
| <b>8. ДИАГНОСТИКА НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b>                                                                                                                          |     |
| <i>И.Т. Галимзянов, О.Ю. Полетаева, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                   | 392 |
| <b>9. НОВЫЙ ПОДХОД К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПОРА В ТРУБОПРОВОДАХ</b>                                                                                            |     |
| <i>Е.А. Гижжа, КНУСА, г. Киев</i>                                                                                                                                     | 393 |
| <b>10. СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ: АНАЛИЗ КРИОГЕННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ</b>                                                                                         |     |
| <i>Р.И. Гареев, А.Р. Аюпова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                        | 394 |
| <b>11. ВЛИЯНИЕ СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЯ И ПРЯМОГО НАГРЕВА НА ИЗМЕНЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ВЫСОКОВЯЗКИХ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ</b>                                                                |     |
| <i>А.Н. Жумаева, М.А. Осипов, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                       | 396 |
| <b>12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ЗАКРУГЛЕНИЯ КОЛЕНА ВЫХЛОПНОГО ТРАКТА ГПА-16Р УФА</b>                                                                                       |     |
| <i>А.Ф. Ильясов, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                       | 396 |
| <b>13. УЧЕТ САМОПОГРУЖЕНИЯ НАЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА В НАСЫПИ ПРИ РАСЧЕТЕ ТЕПЛООБМЕНА С ПРОТАИВАЮЩИМ ГРУНТОМ</b>                                                         |     |
| <i>З.Р. Кутлыева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                   | 397 |
| <b>14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ОРЕОЛА ПРОТАИВАНИЯ ПРИ МАЛОИНТЕНСИВНОМ ТЕПЛООБМЕНЕ НЕФТЕПРОВОДА В МЕРЗЛОТЕ</b>                                                             |     |
| <i>А.А. Лебедева, А.И. Русаков, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                     | 399 |
| <b>15. СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК МЕТОД ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРАНСПОРТАБЕЛЬНЫХ СВОЙСТВ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ</b>                                                                             |     |
| <i>А.Ю. Леонтьев, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                   | 401 |
| <b>16. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОКСОВАНИЯ МАСЛА В ОПОРАХ ТУРБИНЫ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ АЛ-31СТН</b>                                                                         |     |
| <i>М.И. Мамин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                      | 402 |
| <b>17. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ТЕПЛООБМЕНА В АППАРАТАХ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ</b>                                              |     |
| <i>М.Ю. Мошита, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург</i>                                                                                        | 403 |
| <b>19. ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ С ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ</b>                                                              |     |
| <i>А.В. Новичков, Л.Р. Байкова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                     | 404 |
| <b>19. УТОЧНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ЗА СЧЕТ САМОУПЛОТНЕНИЯ МЕРЗЛОГО ГРУНТА</b>                                                                             |     |
| <i>А.Ф. Нугуманова, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                    | 405 |
| <b>20. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОКАТЕЛИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА</b>                                                                                |     |
| <i>Э.С. Нуриманова, А.А. Галимов, Т.А. Бакиев, А.И. Асадуллин, ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа</i>                                                                 | 406 |
| <b>21. ВЛИЯНИЕ АЭРОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЗОНАНСА НА ВИБРАЦИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ</b>                                                                  |     |
| <i>К.А. Нурутдинова, А.П. Токарев, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                  | 408 |
| <b>22. ТРАНСПОРТ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ИНДУКЦИОННО-РЕЗИСТИВНОГО НАГРЕВА</b>                                                              |     |
| <i>М.А. Осипов, А.Н. Жумаева, О.Ю. Полетаева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                       | 409 |
| <b>23. СПОСОБ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОЧИСТКИ ВОДЫ НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЯХ</b>                                                                          |     |
| <i>С.А. Половков, А.В. Николаева, А.А. Гонопольский, ООО «НИИ Транснефть»</i>                                                                                         | 410 |
| <b>24. ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ КС В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ</b>                                                                |     |
| <i>О.Н. Ракито, М.М. Бердник, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта</i>                                                                          | 411 |
| <b>25. О НЕОБХОДИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТА НА ВИБРОПРОЧНОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ПРИМЕНЕНИИ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ ЛИНИИ НМ 10000–210</b> |     |
| <i>С.Е. Спирин, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                                     | 413 |
| <b>26. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАНДЕМА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ</b>                                                                                                                |     |
| <i>В.Е. Трусов, г. Казань</i>                                                                                                                                         | 415 |

|                                                                                                                                                        |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>27. ОСОБЕННОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫЕ СМЕСИ</b>                                          |     |
| <i>А.А. Хлыбов, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                                      | 417 |
| <b>28. О ПРОБЛЕМАХ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВВОДЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ</b>                                                     |     |
| <i>Н.О. Чернова, Н.А. Гаррис, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                        | 419 |
| <b>29. ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКОЛЬЗЯЩИХ ОПОР НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОПРОВОДАХ.</b>                                                                      |     |
| <i>С.В. Энталъев, М.М. Бердник, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта</i>                                                         | 421 |
| <b>30. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЖЕКТОРА ДЛЯ ОТКАЧКИ ГАЗА ИЗ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ</b>                                                                    |     |
| <i>Р.Д. Юмагулов, Д.А. Годовский, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                                    | 423 |
| <b>31. РАЗРАБОТКА ВИБРОДИАГНОСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ (УСТАНОВОК) НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА</b> |     |
| <i>Т.Ф. Яппаров, УГНТУ, г. Уфа, О.М. Саубанов, ООО "Газпром трансгаз Уфа", г. Уфа</i>                                                                  | 424 |
| <b>32. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА</b>                          |     |
| <i>Тян В.В., СамГТУ, г. Самара</i>                                                                                                                     | 426 |

## **СЕКЦИЯ**

### **«ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ**

#### **В ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

|                                                                                                                                            |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>1. ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ БАКАЛАВРОВ НАПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО В ОБЛАСТИ ТЕХНОСФЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ</b>                              |     |
| <i>А.Г. Бердник, УГТУ, г. Ухта</i>                                                                                                         | 428 |
| <b>2. КРИТЕРИЙ ТЕМПОРАЛЬНОСТИ ПРИ ОБУЧЕНИИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА</b>                                                             |     |
| <i>М.М. Кологривов, ОНАХТ, г. Одесса</i>                                                                                                   | 430 |
| <b>3. ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРЕПОДАВАНИЯ МЕХАНИКИ</b>                                                                              |     |
| <i>С.Р. Максюттов, Э.Ш. Имаева, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                          | 432 |
| <b>4. РАЗРАБОТКА СЦЕНАРИЯ ПО СОЗДАНИЮ ИНТЕРАКТИВНОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПОЭТАПНОГО ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ</b> |     |
| <i>Э.К. Юсупова, З.А. Закирова, УГНТУ, г. Уфа</i>                                                                                          | 434 |

**Научное издание**

# **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ – 2019**

**Тезисы докладов  
VIX Международной учебно-научно-практической конференции  
(23-24 мая 2019 г.)**

Подписано в печать                      Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>.

Бумага офсетная. Гарнитура “Times”.

Усл. печ.

Тираж              экз. Заказ №

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета

Адрес издательства:

450062, Республика Башкорстостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

Отпечатано с готовых файлов в КП РБ Издательство «Мир печати».

450076, г. Уфа, ул. Аксакова, 45